

METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE
TENSION EN ESTADO ESTACIONARIO

GALO FERNANDO PATIÑO CASTRILLÓN
GUSTAVO ADOLFO LIMAS GETIAL

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y CIENCIAS
DE LA COMPUTACIÓN
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2008

METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE
TENSIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO

Proyecto de Grado para Optar al Título de
Ingeniero Electricista

GALO FERNANDO PATIÑO CASTRILLÓN
GUSTAVO ADOLFO LIMAS GETIAL

Director
MSc.OSCAR GÓMEZ CARMONA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y CIENCIAS
DE LA COMPUTACIÓN
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2008

Calificación:

Jurado

MSc. Oscar Gómez Carmona
Director

DEDICATORIA

Galo Fernando Patiño C.

Dedico este documento a Dios por guiarme por el camino que me condujo a esta meta. A mis padres por ser lo más maravilloso de mi vida. A mis hermanos por creer siempre en mí. A mi familia porque siempre estuvieron ahí, dándome su apoyo incondicional. A Liliana Gonzales por compartir inolvidables momentos de nuestras vidas.

Gustavo Adolfo Limas G.

Dedico este documento a mis padres y hermanos, en especial Carolina López, por todo el esfuerzo que me brindaron en estos años como estudiante.

AGRADECIMIENTOS

Galo Fernando Patiño C.

Agradezco a Dios por brindarme todas las capacidades para lograr este objetivo en mi vida. A mis padres Rosa Mireya Castrillon R y Carlos Eduardo Patiño M por ser los forjadores de este maravilloso logro. A mis hermanos Luz Adriana, Edwin Geovanny y Carlos Eduardo, quienes me dieron su apoyo incondicional en todos los momentos difíciles de la vida. A toda mi familia en general por creer en mí y ser apoyo incondicional. A mis amigos con los que compartí buenas vivencias y siempre me dieron ánimo para seguir adelante.

Gustavo Adolfo Limas G.

Agradezco a mi madre Maria R. Getial y a mi padre Luis A. Límas, a mis hermanos Claudia Límas y Carlos Límas. A mis compañeros de la universidad, por los aportes que me dieron en todo el trayecto de mi vida universitaria, quienes me ayudaron a cumplir esta meta.

Gustavo y Galo

Al Ingeniero Msc. Oscar Gómez por su calidad humana y valiosa colaboración en la asesoría de este trabajo. Al Msc. Alexander Molina por sus oportunos comentarios durante el desarrollo del trabajo. A los compañeros Julián González, Jorge Arias, Jimmy Alexander y Harrison Ramírez. A Carlos Arturo Lopez por su colaboración.

A la Universidad Tecnológica de Pereira que nos ha proporcionado las bases y el conocimiento necesario de un Ingeniero Electricista y un profesional integral.

Índice general

1. INTRODUCCIÓN	8
2. BASES PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN	10
2.1. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA	10
2.1.1. Generador	11
2.1.2. Sistema de Transmisión	13
2.1.3. Transformadores	17
2.1.4. Carga	19
2.2. CONTROL DE TENSIÓN	20
2.2.1. Compensación	22
2.3. ESTABILIDAD DE TENSIÓN	25
2.3.1. Estabilidad de Voltaje ante Pequeños Disturbios	25
2.3.2. Estabilidad de Voltaje ante Grandes Disturbios	25
2.3.3. Estabilidad de Voltaje de Corto Plazo	26
2.3.4. Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo	26
2.3.5. Colapso de Voltaje	26
2.3.6. Causas Principales de Disminución de Reactivos y Voltajes en los Nodos	28
2.3.7. Métodos de Estudio	30
3. ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD TENSION	32
3.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	32
3.1.1. Las Matrices de Sensibilidad	32
3.1.2. Localización del punto de inestabilidad de voltaje	35
3.2. REDUCCIÓN DE LA MATRIZ JACOBIANA	35
3.2.1. Singularidad de la Matriz Jacobiana	36
3.3. ANÁLISIS MODAL	38
3.3.1. Definición de Valores Propios y Vectores Propios	39
3.3.2. Factores de Participación	40
3.4. MÉTODO DE LAS CURVAS Q-V	42
3.4.1. Algoritmo de Construcción de las Curvas Q-V	45

3.5. MÉTODO DE LAS CURVAS P-V	46
3.5.1. Índice basado en la curva P-V	51
3.5.2. Algoritmo de Construcción de las Curvas P-V	51
3.6. MÉTODO DE LA CONTINUACIÓN	52
3.6.1. Principio Básico	53
3.6.2. Formulación Matemática	53
3.6.3. Algoritmo de la continuación	59
4. ESTUDIO DE LOS MÉTODOS	60
4.1. ANÁLISIS MODAL	62
4.1.1. Factor de participación de nodos	66
4.1.2. Factor de participación de ramas	68
4.1.3. Factor de participación de los generadores	72
4.2. ANÁLISIS DEL MÉTODO DE LAS CURVAS Q-V	75
4.3. ANÁLISIS DEL MÉTODO DE LAS CURVAS P-V	78
4.4. ANÁLISIS DEL MÉTODO DE LA CONTINUACIÓN	82
5. MÉTODOLOGIAS APLICADAS AL SISTEMA IEEE DE 30 BARRAS	86
6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MÉTODOS	96
6.1. Ventajas y Desventajas del Método de Análisis Modal	96
6.2. Ventajas y Desventajas del Método de las Curvas Q-V	96
6.3. Ventajas y Desventajas del Método de Curvas P-V	97
6.4. Ventajas y Desventajas del Método de Continuación	97
7. CONCLUSIONES	99
I ANEXOS	104

INTRODUCCIÓN

La creciente liberalización de los mercados eléctricos ha llevado a las redes eléctricas a operar cada vez más cerca de sus límites de capacidad de carga, con lo cual surgen nuevas problemáticas, entre ellas el problema de estabilidad de tensión, el cual se ha constituido en los últimos años en un tema de fuerte preocupación debido a la importancia de este fenómeno en la seguridad y calidad del suministro.

Las restricciones ambientales, los costos que implica la construcción de nuevas líneas de transmisión, la incertidumbre de la economía y el aumento en la demanda, han hecho que los sistemas sean exigidos al máximo, enfrentando un creciente riesgo de inestabilidad de tensión.

La estabilidad de tensión se define como la habilidad que tiene un sistema de potencia para mantener las magnitudes de voltaje en cada uno de los nodos en un valor permitido en condiciones de operación normal o después de haber sido sometido a un disturbio.

En el estudio de estabilidad de tensión es muy importante tener claro los conceptos de inestabilidad y colapso de tensión. Una inestabilidad de tensión es una situación en la que después de la ocurrencia de un aumento de carga o de un disturbio, la tensión permanece decayendo, sin que las acciones de control, automáticas o vía operador, tengan efecto. Un sistema de potencia sufrirá un colapso de tensión si, después de una inestabilidad de tensión, un nuevo punto de operación pos-perturbación posee un nivel de tensión por debajo de los límites aceptables.

El colapso de voltaje se define como el resultado catastrófico de una serie de eventos presentados en el sistema que conduce a la caída de voltaje en un nodo o varios del sistema, como consecuencia secciones enteras del sistema de potencia pueden presentar apagones.

El fenómeno de la inestabilidad de tensión se puede presentar debido a pequeñas o grandes perturbaciones. Cuando se presentan pequeñas perturbaciones causadas por la variación de carga o pérdida de control de tensión en una barra, se trata como un problema de estabilidad de tensión a largo plazo. Cuando se presentan grandes pertur-

baciones en el sistema provocadas, por ejemplo, por la salida de líneas de transmisión, la inestabilidad de tensión se puede manifestar inmediatamente después de la perturbación.

El fenómeno de estabilidad de tensión a largo plazo esta asociado a la capacidad del sistema de potencia en mantener un perfil de tensión adecuado, tanto en condiciones de operación normal como en el caso de ocurrencia de perturbaciones. En caso de que esta condición no sea satisfecha, ocurrirá el fenómeno de inestabilidad de tensión caracterizado por una reducción progresiva de la magnitud de tensión en una o mas barras del sistema. En caso de que no se tomen las medidas correctivas, se extenderá a regiones vecinas, resultando en un colapso parcial o total del sistema.

El riesgo de la inestabilidad de tensión ha llevado a los investigadores de todo el mundo ha desarrollar técnicas analíticas para evaluar las condiciones de carga de la red de transmisión y así poder evitar colapsos en el suministro de energía eléctrica.

En el desarrollo de este trabajo se estudiaran las diferentes metodologías para el análisis de estabilidad de tensión y margen de estabilidad en estado estacionario, para evaluar la seguridad de voltaje de un sistema de potencia.

BASES PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Para realizar estudios de estabilidad de tensión es necesario tener muy en claro los conceptos necesarios acerca del funcionamiento de cada uno de los elementos de un sistema de potencia, como: generadores, líneas de transmisión, transformadores, sistemas de compensación y cargas entre otros. De igual manera es indispensable tener conocimiento de los conceptos de estabilidad de tensión y de las metodologías que se han desarrollado para el análisis de la misma.

Para implementar una metodología en el análisis de estabilidad de tensión es necesario comprender la influencia que tiene en la operación y en especial en el problema del control y la estabilidad de tensión cada componente del sistema de potencia, así como la función que desempeñan los operadores y los medios de que disponen para realizar el control de tensión.

2.1. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA

En un sistema eléctrico de potencia existen elementos productores (generadores, líneas y condensadores) y consumidores (generadores, líneas, transformadores, reactores, cargas) de potencia reactiva, la cual esta directamente relacionada con la estabilidad de tensión. Adicionalmente existen otros elementos que sin generar o absorber potencia reactiva, contribuyen al control del flujo de la potencia reactiva y a ejercer el control de tensión en forma adecuada, como son los transformadores con cambiadores de taps. Las líneas de transmisión producen y consumen potencia reactiva al mismo tiempo, y dependiendo de la potencia transmitida, y del nivel de tensión, predominará uno de los dos efectos. Los generadores o máquinas sincrónicas, pueden producir o consumir potencia reactiva dependiendo de si trabajan sobre-excitadas o subexcitadas.

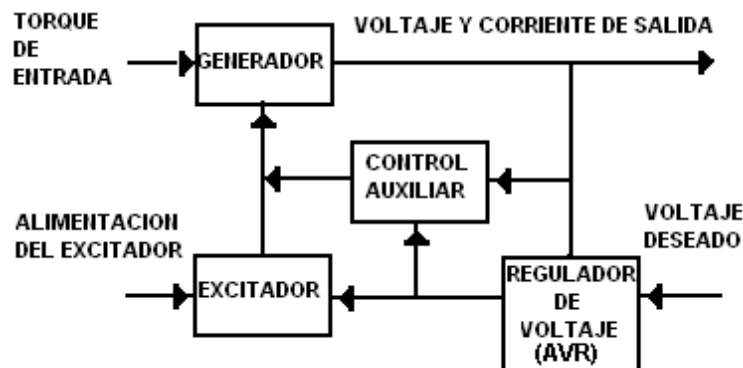
Generalmente las cargas tienen una componente inductiva grande y por lo tanto, absorben reactivos. Los reactores en paralelo también absorben reactivos, mientras que los condensadores en paralelo generan reactivos.

En las siguientes secciones se describe cada uno de estos componentes de tal manera que se pueda comprender que ocurre desde el punto de vista del voltaje, cuando el sistema cambia sus condiciones de operación.

2.1.1. Generador

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura denominada estator. Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Los generadores y sus controles son quizás los elementos más complejos del sistema de potencia en cuanto a la operación y modelaje para los programas de simulación. En los estudios de estabilidad y control de voltaje es de vital importancia considerar la capacidad de generación y absorción de potencia reactiva de los generadores, lo cual está directamente ligado con los sistemas de control de estos, ver gráfica 2.1 [8].



Gráfica 2.1: Sistema de control de excitación [2]

2.1.1.1. Sistema de excitación

Para que el generador funcione se debe alimentar su devanado con una corriente continua, a esta corriente se le llama corriente de excitación, hay diversos tipos de sistemas de excitación, excitación propia, autoexcitación y "Brushless". Hay que tener presente que la función del sistema de excitación no sólo es suministrar permanentemente una potencia fija, sino que debe alterar esta para el caso que sea necesario, y lo debe hacer lo más rápido posible. Así los objetivos del sistema de excitación pueden separarse en

dos, primero, mantener la tensión en los devanados del rotor ante una perturbación en la carga, y segundo, restablecer el voltaje en los bornes de la salida tan rápido como sea posible [2].

El Control Automático de Voltaje (AVR) censa el nivel de voltaje terminal y este es comparado con un nivel de referencia o set point. Si la medida del voltaje es menor que la referencia el AVR hace que se incremente la corriente de excitación. Esta corriente es aplicada a los devanados del rotor del generador haciendo que se aumente la producción MVar y subsecuentemente el nivel del voltaje terminal en el generador. Ver gráfica 2.1.

Los reguladores de voltaje pueden ser operados en forma automática o manual. Cuando esta en modo automático la corriente de excitación es modificada por el AVR dependiendo de las condiciones del sistema, tal como se describió en el paso anterior. Cuando se encuentra en modo manual la corriente de excitación es constante, lo que hace que el generador no responda a los cambios en el voltaje terminal y sea necesario la intervención de un operador para modificar las condiciones de operación del generador.

2.1.1.2. Curva de Capacidad del Generador

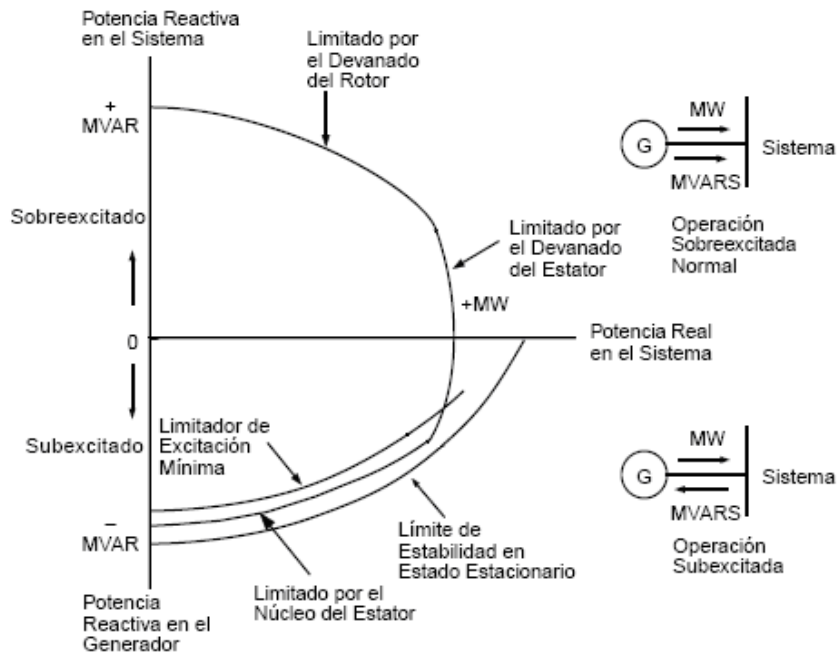
Para determinar si un generador está operando dentro de su región segura o no, se incorporó el modelo de las curvas de cargabilidad de los generadores. Estas curvas son proporcionadas por el fabricante del generador y delimitan la región de operación de los mismos. Estas toman en cuenta la tolerancia de los materiales a la temperatura y delimitan la operación debido a las corrientes máximas en los devanados, tanto del rotor como las del estator [6].

La curva mostrada en la gráfica 2.2 define los límites de operación del generador. La primera sección de la curva representa el límite de temperatura del devanado del rotor y por ende el límite de la FEM inducida. La sección del devanado del estator representa el límite de la corriente de armadura de la maquina. La última región corresponde al límite de calentamiento del hierro o núcleo del rotor del generador, así como el límite de temperatura del devanado del rotor.

Un generador es capaz de generar potencia activa y reactiva entre cierto rango de valores. Los límites de generación se pueden alcanzar cuando se opera a la máxima temperatura permitida en algún elemento del generador. A su vez, la elevación de la temperatura depende de la disipación de las pérdidas en el hierro y en los devanados. Las pérdidas en el hierro son prácticamente constantes; por lo que el límite de temperatura y por ende los límites de capacidad dependen de las pérdidas en los devanados del generador. Los puntos (P, Q) corresponden a los límites de operación, y se conoce como curva de capacidad del generador [4].

En un generador una condición de pérdida de campo que no haya sido detectada puede tener un impacto devastador en el sistema de energía al provocar una pérdida del respaldo de potencia reactiva, y crear un consumo sustancial de la misma, lo cual puede

ocasionar un colapso de voltaje en el sistema.



Gráfica 2.2: Curva de capacidad del generador [4]

Si se reduce o se pierde la corriente de excitación, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de energía en vez de suministrarla y opera en la región subexcitada de la curva de capacidad. Si ocurre una pérdida total del campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída en el voltaje terminal, el generador va a funcionar como un generador de inducción; de lo contrario se perderá el sincronismo. El cambio desde la operación sobreexcitada normal, cuando un generador está generando o entregando potencia reactiva al sistema, a la operación subexcitada ante una pérdida de campo, no es instantáneo, sino que ocurre durante un periodo de tiempo dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado [3].

Todos los generadores poseen su propia curva de capacidad, así como el sistema de protecciones que permiten garantizar que no se opere fuera de esta curva. Dependiendo de que tan lejos se salga de su punto de operación, las protecciones pueden activar una alarma, realizar un frenado automático y realizar una orden de disparo.

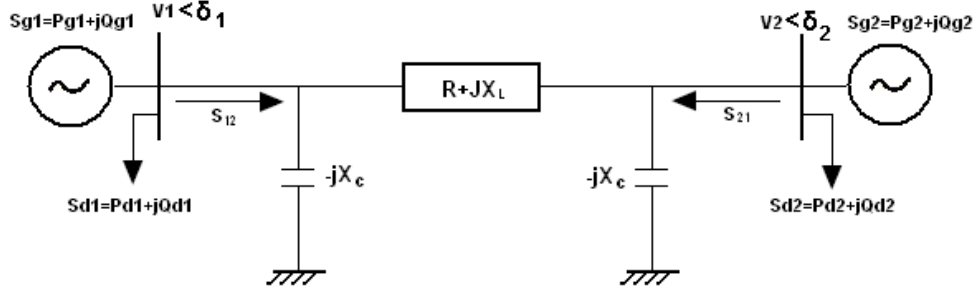
2.1.2. Sistema de Transmisión

La línea de transmisión es el elemento más común de los que conforman las redes eléctricas. En conjunto, estos elementos constituyen las vías a través de las cuales fluye la energía eléctrica desde centros de generación hasta los centros de consumo. La

transmisión de dicha energía puede realizarse ya sea por corriente alterna (c.a.) o directa (c.d.), y de acuerdo al diseño de la línea, puede ser de transmisión aérea o subterránea.

Una línea de transmisión de electricidad tiene cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema de potencia: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia [10].

Para analizar el comportamiento del flujo de potencia en un sistema de transmisión, se considera el sistema radial de la gráfica 2.3.



Gráfica 2.3: Sistema radial [5]

El análisis se simplifica al considerar que el valor de la resistencia es muy pequeño. Las inyecciones netas de potencia a los nodos son:

$$S_1 = S_{12} = S_{g1} - S_{d1} = (P_{g1} - P_{d1}) + j(Q_{g1} - Q_{d1}) \quad (2.1)$$

$$S_2 = S_{21} = S_{g2} - S_{d2} = (P_{g2} - P_{d2}) + j(Q_{g2} - Q_{d2}) \quad (2.2)$$

La suma de corrientes en función de los voltajes y la potencia neta en cada nodo es:

$$\frac{S_1^*}{V_1^*} = \frac{V_1}{-jX_C} + \frac{V_1 - V_2}{jX_L} \quad (2.3)$$

$$\frac{S_2^*}{V_2^*} = \frac{V_2}{-jX_C} + \frac{V_2 - V_1}{jX_L} \quad (2.4)$$

Expresando los voltajes nodales en forma fasorial, se tiene:

$$V_1 = |V_1|e^{j\delta_1} \text{ y } V_2 = |V_2|e^{j\delta_2} \quad (2.5)$$

Sustituyendo (2.5) en (2.1), se obtiene:

$$P_1 - jQ_1 = \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{Sen}(\delta) + j \left[\frac{V_1 V_2}{X_L} \text{Cos}(\delta) - \frac{V_1^2}{X_L} + \frac{V_1^2}{X_C} \right] \quad (2.6)$$

Donde δ se conoce como el ángulo de potencia, y corresponde a $\delta = \delta_1 - \delta_2$.

Separando la parte real e imaginaria de (2.6) se tiene:

$$P_1 = P_{g1} - P_{d1} = P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{Sen}(\delta) \quad (2.7)$$

$$Q_1 = Q_{g1} - Q_{D1} = Q_{12} = \frac{V_1^2}{X_L} - \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{Cos}(\delta) - \frac{V_2^2}{X_C} \quad (2.8)$$

La potencia reactiva neta del nodo 2 se deriva de igual manera, obteniendo:

$$Q_2 = Q_{g2} - Q_{D2} = Q_{21} = \frac{V_2^2}{X_L} - \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{Cos}(\delta) - \frac{V_1^2}{X_C} \quad (2.9)$$

El balance de potencia reactiva total del sistema se obtiene la sumar las ecuaciones (2.8) y (2.9):

$$\begin{aligned} Q_{g1} - Q_{D1} + Q_{g2} - Q_{D2} &= \frac{V_1^2}{X_L} - \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{Cos}(\delta) - \frac{V_1^2}{X_C} + \frac{V_2^2}{X_L} - \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{Cos}(\delta) - \frac{V_2^2}{X_C} \\ Q_{g1} + Q_{g2} &= (Q_{D1} + Q_{D2}) + \frac{1}{X_L} (V_1^2 + V_2^2 - 2V_1 V_2 \text{Cos}(\delta)) - \frac{1}{X_C} (V_1^2 - \frac{V_2^2}{X_C}) \end{aligned} \quad (2.10)$$

$$Q_g = Q_D + Q_{XL} - Q_{XC} \quad (2.11)$$

Los términos en (2.11) son los siguientes:

Q_g —Potencia reactiva generada por las máquinas 1 y 2.

Q_D —Potencia reactiva consumida por las cargas en cada nodo 1 y 2.

Q_{XL} —Potencia reactiva consumida por la reactancia inductiva de la línea (X_L).

Q_{XC} —Potencia reactiva generada por la reactancia capacitiva de la línea (X_C).

Donde:

$$Q_g = Q_{g1} + Q_{g2} \quad (2.12)$$

$$Q_D = Q_{D1} + Q_{D2} \quad (2.13)$$

$$Q_{XL} = \frac{1}{X_L} (V_1^2 + V_2^2 - 2V_1 V_2 \text{Cos}(\delta)) \quad (2.14)$$

$$Q_{XC} = \frac{1}{X_C} (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.15)$$

Suponiendo que la magnitud de los voltajes de generación se mantiene en el valor nominal $V_1 = V_2 = 1,0(p.u)$, las ecuaciones (2.14) y (2.15) se pueden escribir como:

$$Q_{XL} = k_1 - k_1 \cos(\delta) \quad (2.16)$$

$$Q_{XC} = k_2 \quad (2.17)$$

Donde:

$$k_1 = \frac{2}{X_L} \text{ y } k_2 = \frac{2}{X_C} \quad (2.18)$$

La naturaleza del sistema de transmisión provoca en condiciones de demanda mínima que este se comporte como una fuente reactiva, obligando a la absorción de potencia reactiva excedente en el sistema para la regulación de voltaje, por parte de generadores, reactores y controles estáticos de vars. Este comportamiento es totalmente opuesto cuando se opera en demanda máxima, siendo el sistema de transmisión un consumidor de potencia reactiva, de modo que generadores, bancos de capacitores y controles estáticos de vars tienen que aportar toda la potencia reactiva. El punto de operación en el cual el sistema de transmisión no absorbe ni genera potencia reactiva es conocido como punto de operación a potencia natural "SIL" [7], esto se ilustra en la gráfica 2.4.



Gráfica 2.4: Potencia Real Contra la Potencia Reactiva. [6]

El comportamiento de la potencia reactiva respecto al ángulo es de la siguiente manera: para ángulos de potencia pequeños, esto es, cuando no se transmiten grandes cantidades

de energía, la línea genera más potencia reactiva capacitiva que la potencia inductiva que consume. Al aumentar el ángulo de potencia se llega a un punto de equilibrio en el que la línea, observada desde sus extremos, no genera ni consume reactivos. Para ángulos de potencia mayores, cuando se transmiten cantidades de potencia activa en magnitudes por encima del punto de la potencia natural, la línea consume una mayor cantidad de potencia reactiva inductiva que la que produce por efecto capacitivo [9].

Debido a la alta reactancia inductiva de las líneas de transmisión es muy difícil transportar potencia reactiva a través de líneas de transmisión muy largas, por consiguiente, es necesario contar con reservas de potencia reactiva distribuidas en intervalos regulares del sistema.

2.1.3. Transformadores

Además de la transformación de voltaje, los transformadores son usados para el control de voltaje y flujo de potencia reactiva. Para controlar las tensiones en un sistema de potencia se cambia la posición del cambiador de tomas (Tap). Casi todos los transformadores tienen cambio de Taps en los devanados de alta o baja tensión, y algunas veces en ambos. Estos Taps cambian la relación de tensiones cambiando el número de espiras en el lado de alta o baja tensión.

En la gráfica 2.5 se muestra la representación de un transformador monofásico, en el cual es posible realizar cambios de tomas en cualquiera de sus dos devanados.

Considerando que las terminales c y d se encuentran aterrizadas, la matriz de admitancias es la siguiente:

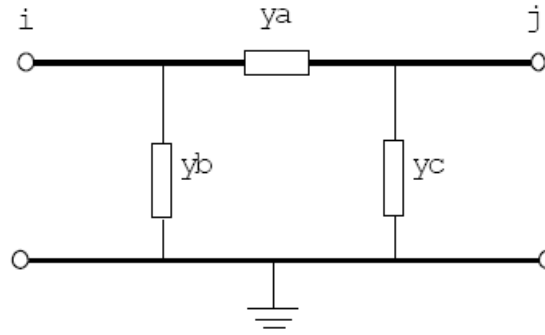
$$\begin{pmatrix} \frac{y}{t_a^2} & -\frac{y}{t_a t_b} \\ -\frac{y}{t_a t_b} & \frac{y}{t_b^2} \end{pmatrix}$$

El circuito equivalente de la matriz anterior, asumiendo que el cambia-toma en el lado $b - d$ es unitario ($t_b = 1$), se muestra en la gráfica 2.6

Donde:

$$y_a = \frac{y}{t_a}, \quad y_b = y \left[\frac{1 - t_a}{t_a^2} \right], \quad y_c = y \left[\frac{t_a - 1}{t_a^2} \right] \quad (2.19)$$

El cambio de Taps puede hacerse manualmente por el operador o automáticamente cuando el transformador tiene un control de tensión independiente para cambiar tomas automáticamente, lo que también se conoce como cambiador automático de tomas.



Gráfica 2.5: Circuito Equivalente de la Matriz de Admitancias.

El cambio automático de Taps puede hacerse con el transformador desenergizado o cuando el transformador está en servicio (transformadores con cambiadores de tomas bajo carga o ULTC). En este caso el ULTC responde a las condiciones del sistema y ajusta su posición del Tap sin la intervención de un operador. El cambio de Taps fuera de carga requiere que sea desconectado el transformador para hacer el cambio. Se usan cuando se espera que no se requiera cambiar en forma frecuente.

El cambio de Taps en el transformador cambiará el flujo de VARS en el sistema de potencia, afectando la distribución de potencia reactiva y esto podrá significar un cambio en la producción o absorción de reactivos en las unidades de generación.

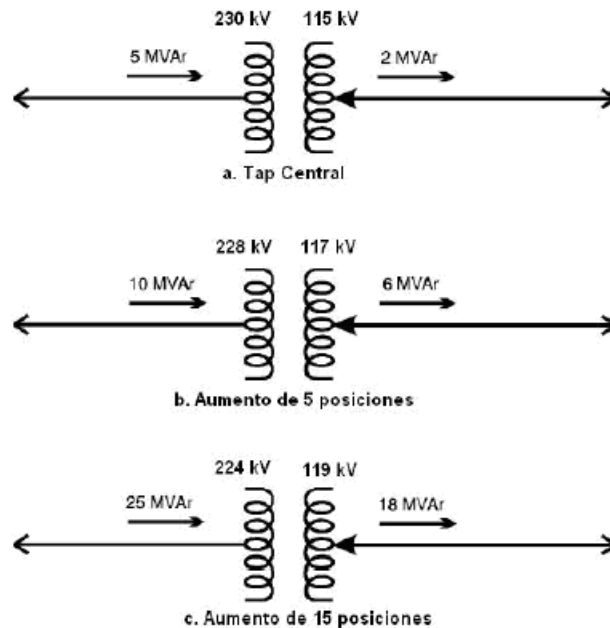
Cuando se libera potencia desde una red de alta tensión a una red de distribución de baja tensión, pueden cambiarse los Taps del transformador para controlar la tensión en el lado de baja tensión. Este tipo de control puede requerirse con cierta frecuencia durante el día según los cambios en la carga.

Sin embargo, cuando una subestación tiene dos o más transformadores operando en paralelo, debe tenerse cuidado de ajustar los cambios de taps en todos los transformadores y no en uno solo, dado que diferentes posiciones de tomas en transformadores en paralelo podrían causar una distribución inadecuada de los flujos de reactivos. No obstante, cuando los transformadores en paralelo son diferentes (esto es, diferentes tamaños o diferentes métodos de enfriamiento para transformadores de igual tamaño), podrán tener reactancias totalmente diferentes. En estas circunstancias puede ser recomendable y necesario tener posiciones de cambia tomas diferentes con el fin de igualar los flujos de reactivos.

Dependiendo de la posición del cambiador de Taps, se tiene una rama en derivación con comportamiento capacitivo y otra con comportamiento inductivo, o viceversa. El flujo de potencia reactiva en el transformador, depende de la posición del cambiador de Taps. Cuando la posición del Tap sea diferente a la nominal, la tendencia natural del flujo de potencia reactiva será desde la rama capacitiva hacia la rama inductiva, a menos que las condiciones del sistema impongan otra restricción.

Usualmente existen muchos transformadores en los sistemas interconectados a diferentes niveles de tensión. El movimiento coordinado de estos ULTC proporciona un adecuado control del flujo de potencia reactiva y perfil de voltaje en los subsistemas. Dadas las características de estos elementos, los ULTC normalmente se mueven de manera coordinada siguiendo la curva de demanda horaria para el adecuado control de voltaje durante el día. Sin embargo un inadecuado movimiento de los ULTC pueden llevar al sistema a un problema de bajos voltajes en todo el sistema.

Nótese en la gráfica 2.6 como a medida que se aumenta la posición del tap el flujo de potencia reactiva aumenta del nivel de voltaje alto al bajo, y como mientras que en el lado de alta el voltaje disminuye en el lado de baja aumenta.



Gráfica 2.6: Flujo de Potencia Reactiva y Movimiento del Tap. [14]

2.1.4. Carga

En relación con la estabilidad de tensión las características de las cargas juegan un papel muy importante, ya que dependiendo del comportamiento de estas se analizara el estado del sistema. En los sistemas de prueba se verifica el comportamiento de este frente a variaciones de la carga, para así poder identificar el punto crítico o punto de inestabilidad del sistema. En consecuencia se puede afirmar que las condiciones de la carga tienen una influencia muy importante en la estabilidad de tensión.

Cuando los modelos de la carga se representan por medio de ecuaciones algebraicas se

dice que es un modelo de carga estático. Generalmente en este modelo estático se representa la potencia de carga separada en potencia activa y potencia reactiva y cada una de ellas formada por una combinación de impedancia constante, corriente constante y potencia constante.

Los modelos estáticos mas comunes son:

- Modelo de carga de impedancia constante: donde la potencia de la carga esta en función de la tensión elevada al cuadrado.
- Modelo de carga de corriente constante: donde la potencia de la carga es directamente proporcional a la tensión.
- Modelo de carga de potencia constante: donde la potencia de la carga es independiente de las variaciones de tensión [5]. En este tipo de cargas cuando el voltaje baja, la corriente se incrementa y mantiene relativamente constante la potencia activa.

Los únicos modelos de carga estática utilizables se restringen al modelo de impedancia constante y corriente constante. Si alguno de estos modelos se conecta a la red a través de transformadores con cambiadores de tomas bajo carga o se considera la acción de los reguladores de tensión podremos ver aproximadamente, luego de un retardo de tiempo, un comportamiento de carga a potencia constante.

Se puede concluir que el perfil de voltaje en el sistema de potencia depende de la naturaleza de la carga total.

2.2. CONTROL DE TENSIÓN

El control de tensión en un sistema de potencia esta directamente relacionado con la potencia reactiva, de manera que es indispensable tener un óptimo funcionamiento de todos los dispositivos generadores y consumidores de esta. La potencia reactiva es necesaria para mantener un perfil de tensión adecuado en todas las barras de la red y el requerimiento que se tenga de ella depende de la carga del sistema. Sin embargo, mantener las tensiones dentro de los límites requeridos algunas veces puede ser complicado, por el hecho de tener que alimentar un gran número de cargas desde muchas unidades de generación.

En el análisis de sistemas de potencia el problema de control de tensión es más complejo comparado con el control de frecuencia, ya que mientras en estado estable se tiene un valor único de frecuencia en el sistema, en el caso de la tensión todos los valores medidos en las barras suelen ser diferentes [9].

Debido a que las pérdidas de potencia reactiva son mucho más grandes que las pérdidas de potencia activa, el equipo de control de tensión debe ser colocado a través del sistema

de transmisión lo más cercano posible a donde se requiera el control de esta [11].

Cuando se tiene deficiencia de potencia reactiva se presentan bajas tensiones, lo cual puede producir efectos negativos en equipos, magnitud de la carga, estabilidad de ángulo y pérdidas. Si se tiene exceso de potencia reactiva se presentan altas tensiones, las cuales pueden ocasionar problemas en el aislamiento de equipos, saturación de transformadores, problemas de confiabilidad y efectos en la magnitud de la carga y en la estabilidad de los generadores.

Cuando se realiza control de tensión en un sistema de potencia se trata de mantener la tensión de todas las barras dentro de unos rangos especificados mediante la acción de los sistemas de excitación de los generadores o la conexión de reactores y capacitores. En estado estable los controles mantendrán el voltaje del nodo controlado en el valor especificado, sin embargo ante perturbaciones, se tendrán cambios en los voltajes y el regreso a los valores de referencia dependerá de la respuesta dinámica de los sistemas de excitación y la respuesta del control de los compensadores estáticos de vars (SVC's). Algunas funciones importantes del control de potencia reactiva, y consecuentemente el perfil de voltaje de las barras del sistema, es mejorar la estabilidad para maximizar la utilización del sistema de transmisión y reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva.

En el caso real las fuentes de reactivos son limitadas y sólo podrán mantener la tensión mientras los requerimientos del sistema estén dentro de la capacidad de la fuente. Si se llega a un límite, se pierde el soporte de reactivos y el control de tensión en la zona donde se localiza la fuente. Si se tienen pocas fuentes de potencia reactiva y están alejadas eléctricamente de la carga, entonces se tendrá la degradación del perfil de voltaje debido a la transmisión de reactivos a grandes distancias. Se debe resaltar que este es un problema acumulativo, ya que al tener mayores diferencias de voltaje también se incrementa el consumo de reactivos en los elementos de transmisión, lo que a su vez causa una caída de voltaje mayor.

En cuanto a la transmisión de potencia reactiva se necesita una diferencia de tensión entre el nodo emisor y el nodo receptor, lo cual produce una baja regulación en el sistema. Además en la transmisión de potencia reactiva se incrementa la corriente circulante, que incrementa el consumo de esta potencia en el sistema, deteriorando la regulación de la tensión en el sistema y aumentando las pérdidas. Se puede concluir que al transmitir grandes cantidades de potencia reactiva se presentan las siguientes implicaciones: aumento de las pérdidas del sistema, deterioro del perfil de tensión y por tanto de la calidad del servicio, sobrecostos en la operación, disminución de la capacidad de transporte de potencia activa y disminución del límite de seguridad para el colapso de tensión [16].

Es importante considerar la reserva de potencia reactiva disponible en cada nodo controlado cuando se realizan cambios en los voltajes de las fuentes de reactivos. Para el adecuado control del voltaje se debe tener siempre disponible potencia reactiva para acompañar los cambios normales de carga o cambios en el sistema de transmisión ocasionados por perturbaciones.

2.2.1. Compensación

En el análisis de sistemas de potencia se hace necesario tener conocimiento del funcionamiento de los dispositivos que contribuyen al flujo y a la compensación de reactivos, ya que para mantener un perfil de tensión en las barras de la red se hace uso de estos elementos.

De otro lado el flujo de reactivos y en consecuencia los niveles de tensión, pueden controlarse ajustando la excitación de los generadores o cambiando los Taps en los transformadores o reguladores.

En relación con los generadores cuando la corriente de excitación se incrementa, la intensidad del campo magnético entre los devanados rotórico y estatórico se incrementa, y como consecuencia también se incrementan la magnitud de la tensión y la potencia reactiva generada.

Los dispositivos utilizados para compensar reactivos tienen algunas diferencias en sus modos de operación en cuanto a: continuidad del control, velocidad de respuesta, capacidad de soportar la tensión y en costos de operación. A continuación se describen algunos equipos utilizados en la compensación de reactivos [4].

2.2.1.1. Compensación Capacitiva

En los sistemas de potencia se pueden presentar problemas para poder mantener los niveles de tensión dentro de los rangos especificados, debido al incremento o disminución de los flujos de potencia reactiva para una condición de carga fija, mientras que otros son causados por variaciones de tensión debido a variaciones de la carga.

Estos dispositivos son capaces de alimentar zonas alejadas de los generadores, zonas en donde se presenta una baja regulación de tensión, por lo tanto son unos elementos que tienen buenas características tanto técnicas como económicas, incluso con la implementación de capacitores se puede eliminar la necesidad de implementar líneas adicionales en el sistema de transmisión.

Los capacitores son fuentes pasivas de potencia reactiva, estos pueden ser conectados en serie o derivación. Los capacitores son utilizados para compensar la potencia reactiva de la red de transmisión, así los conectados en derivación (conocidos como compensación paralelo o derivación) son usados para aportar potencia reactiva al sistema, mientras que los conectados en serie (conocidos como compensación serie) son usados para reducir la impedancia equivalente entre los nodos que son conectados.

2.2.1.1.1. Compensación Paralelo

Los capacitores son fuentes de potencia reactiva, estos se utilizan en puntos del sistema

de potencia donde haya bajos de tensión, de esta manera se logra inyectar reactivos para elevar el nivel de tensión [17].

Para efectos del control y la estabilidad de voltaje, este tipo de capacitores operados de manera coordinada juegan un papel muy importante, ya que ayudan a que los elementos activos como generadores y compensadores estáticos operen cerca al factor de potencia unitario, lo cual maximiza una reserva de potencia reactiva para condiciones de emergencia.

Es importante aclarar que la potencia reactiva efectivamente entregada por este tipo de compensación varía con el cuadrado del voltaje de la barra a la cual esta conectado. Por ejemplo, si un banco de 10 MVar está conectado a una barra cuyo voltaje se encuentra en el 90 por ciento de su valor nominal, la potencia reactiva entregada por el capacitor será del 81 por ciento de su capacidad, es decir 8.1 MVar.

2.2.1.1.2. Compensación Serie

En muchos casos en los sistemas de potencia se necesita transmitir grandes cantidades de potencia activa, pero se presentan situaciones que no permiten realizar dicha actividad, como son: los problemas de estabilidad y los límites térmicos de la línea. Para solucionar estos problemas se puede construir líneas adicionales al sistema, pero esto se convierte en una solución poco práctica, debido a todas las implicaciones que tiene la construcción de nuevas líneas de transmisión y los costos que esto implica. Una solución muy viable de menor costo es la compensación serie de las líneas de transmisión.

Compensar una línea de transmisión significa modificar sus características eléctricas, lo cual consiste en cancelar parte de la reactancia inductiva de la línea utilizando capacitores serie. Debido a esto se ha asociado tradicionalmente este tipo de compensación con líneas largas de transmisión y con el alivio de los problemas de estabilidad transitoria o de ángulo. Sin embargo, los capacitores serie también han sido aplicados en líneas cortas para mejorar las condiciones de estabilidad de voltaje.

2.2.1.1.3. Capacitores Sincrónicos

Los capacitores sincrónicos son máquinas eléctricas rotativas construidas como un generador, pero son operadas como un motor, es decir sin una turbina que lo maneje. Estos dispositivos pueden controlarse para generar o absorber potencia reactiva, controlando su excitación. Los capacitores sincrónicos no generan potencia activa.

Cuando las tensiones están bajas, la corriente de campo del condensador puede incrementarse para generar reactivos. Durante períodos de tensiones altas, la excitación del condensador sincrónico se reducirá de modo que la unidad absorba reactivos [4].

2.2.1.1.4. Compensador Estático de VARs(SVC)

Esta compuesto por uno o varios bancos de condensadores y de un reactor controlable por tiristores. Posee un sistema de control continuo que permite variar la potencia reactiva absorbida o inyectada a la red de transmisión. En los límites de operación funciona como un reactor o como una capacitancia, según sea el caso. Su tiempo de respuesta es apropiado para el control de fenómenos transitorios.

El SVC también incluye un regulador de voltaje y una lógica de control para el disparo de los tiristores, lo que hace que sea un control rápido y continuo. Estas características de los SVC facilitan el control de la potencia reactiva ante cambios normales en el sistema y también durante disturbios [4].

2.2.1.2. Compensación Inductiva

Otro de los problemas que existe en la transmisión de potencia es el incremento de la tensión, cuando la carga en uno de los extremos es demasiado baja o cuando uno de los extremos de la línea se abre y el otro queda energizado. Este incremento es debido a los reactivos generados a lo largo de la longitud de la línea por la capacitancia del circuito, este fenómeno es conocido como efecto Ferranti.

En las líneas de transmisión de gran longitud este fenómeno es muy apreciable y por lo tanto se genera una buena cantidad de reactivos. Cuando el circuito está cargado, estos reactivos serán absorbidos en pérdidas de vars a lo largo de la línea y en la carga. Cuando el circuito está a media carga, o abierto en un extremo, estos vars no serán absorbidos y podrán causar incrementos de tensión inaceptables en el extremo receptor, debido a esto es necesario la utilización de equipos de compensación inductiva, para mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos especificados.

Los reactores en derivación son el medio más económico y atractivo para compensar los excedentes de reactivos en el sistema de potencia. Estos se pueden conectar directamente a las líneas de transmisión, en barras de subestaciones y en el terciario de los transformadores.

La conexión de los reactores puede ser permanente en ambos extremos de la línea o pueden conectarse automáticamente a la línea cuando se abra un interruptor. Cuando están de manera permanente se tiene el inconveniente de que en cargas altas o bajo condiciones de bajos de tensión se degrada la cargabilidad de las líneas de transmisión.

Finalmente es importante saber que debido a la naturaleza cambiante de la carga se hace necesario la combinación de capacitores y reactores, de tal manera que cuando haya un incremento de tensión el reactor consuma reactivos y cuando haya disminución de tensión el capacitor inyecte reactivos, a este dispositivo se le conoce con el nombre de compensador estático.

2.3. ESTABILIDAD DE TENSIÓN

La estabilidad de tensión se define como la habilidad que tiene un sistema de potencia para mantener las magnitudes de voltaje en cada uno de los nodos en un valor permitido en condiciones de operación normal o después de haber sido sometido a un disturbio [13], y depende de la capacidad del sistema de mantener o restablecer el equilibrio entre la demanda y la generación del sistema. La inestabilidad que puede resultar ocurre en la forma de una caída progresiva de voltajes de algunas barras. Una posible consecuencia de esta inestabilidad es la pérdida de carga en algunas áreas, o la salida de líneas de transmisión y otros elementos por la actuación de sus respectivos relés de protección, ó la pérdida de sincronismo de algunos generadores. Durante un problema de inestabilidad de voltaje, los operadores del sistema de potencia pierden el control de las magnitudes de los voltajes y de la transferencia de potencia a través del sistema. Aunque la inestabilidad de voltaje es esencialmente un fenómeno local, las consecuencias suelen tener un impacto regional [12].

2.3.1. Estabilidad de Voltaje ante Pequeños Disturbios

Se define este tipo de estabilidad como la capacidad del sistema de mantener voltajes constantes después de pequeños disturbios, tales como cambios incrementales en la carga del sistema [4].

Esta forma de estabilidad es influenciada por las características de cargas, de controles continuos, y de controles discretos en un instante dado del tiempo. Este concepto es útil para la determinación, en todo momento, de la respuesta de los voltajes de sistema ante pequeños cambios del sistema. Con simplificaciones apropiadas, las ecuaciones del sistema se pueden linealizar para el análisis, de tal manera que se pueda evaluar la sensibilidad de los factores que influyen la estabilidad de voltaje. Esta linealización, sin embargo, no puede explicar efectos no lineales de los controles. Por lo tanto, una combinación lineal y no lineal se utiliza en una manera complementaria para el análisis de la estabilidad de voltaje.

2.3.2. Estabilidad de Voltaje ante Grandes Disturbios

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener los voltajes constantes después de disturbios grandes, tales como las fallas que se presentan en el sistema de transmisión, pérdida de generación, o contingencias de corto circuito. Esta capacidad es determinada por las características del sistema, la carga y las interacciones de controles continuos y discretos y de protecciones [4].

La determinación de la estabilidad del voltaje a grandes disturbios requiere la revisión de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante el tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos tales como los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores y los limitadores de campo del generador. El

período del estudio de interés se puede extender a partir de algunos segundos a diez minutos.

2.3.3. Estabilidad de Voltaje de Corto Plazo

La estabilidad de voltaje de corto plazo involucra la dinámica en el tiempo de los componentes rápidos de la carga, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente, y los convertidores de la HVDC. El período del estudio de interés está en el orden de varios segundos, y el análisis requiere la solución de las ecuaciones diferenciales del sistema; esto es similar al análisis de la estabilidad del ángulo del rotor.

2.3.4. Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo

La estabilidad de voltaje de largo plazo involucra la dinámica de los equipos de respuesta lenta tal como los cambiadores de tomas de los transformadores, cargas controladas por temperatura, y los limitadores de la corriente del generador. El período de estudio se puede extender a varios minutos, y se requieren simulaciones a largo plazo para el análisis del funcionamiento dinámico del sistema.

El análisis estático se puede utilizar para estimar márgenes de la estabilidad, para identificar los factores que influyen en la estabilidad, y para analizar una amplia gama de las condiciones de sistema y de una gran cantidad de escenarios.

2.3.5. Colapso de Voltaje

Es el resultado catastrófico de una serie de eventos presentados en el sistema que conduce a la caída de voltaje en un nodo o varios del sistema. Un colapso de voltaje ocurre cuando no hay suficiente potencia reactiva disponible para suministrar en un área. La deficiencia de la potencia reactiva lleva a la caída de voltaje. Si los límites de transferencia de potencia se sobrepasan, el sistema se vuelve vulnerable a cualquier disturbio en la red, lo cual puede conducir a un colapso de voltaje [13].

La fuerza que maneja la inestabilidad del voltaje es generalmente la carga; en respuesta a un disturbio, la potencia consumida por las cargas tiende a ser restaurado por la acción de los reguladores de voltaje de las máquinas y los cambiadores de taps de los transformadores. Este restablecimiento de las cargas incrementa el stress de la red de alta tensión incrementando el consumo de potencia reactiva y causando una mayor reducción en el voltaje. Una situación que causa inestabilidad del voltaje ocurre cuando las dinámicas de la carga procuran restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de la transmisión y de la generación en línea.

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad del voltaje es la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y reactiva atraviesan las reactancias inductivas de la red de la transmisión; esto limita la capacidad de la red de transmisión para la

transferencia de la potencia y el soporte de voltaje. La transferencia de potencia y el soporte del voltaje se limitan más a fondo cuando algunos de los generadores llegan a sus límites máximos de la capacidad de corriente de campo. Adicionalmente se amenaza la estabilidad del voltaje cuando un disturbio aumenta la demanda de la potencia reactiva más allá de la capacidad sostenible de la potencia reactiva disponible.

2.3.5.1. Tipos de Colapso de Voltaje

El colapso de voltaje es clasificado de acuerdo a la duración de los eventos inestables que conllevan al mismo como: largo tiempo, corto tiempo y transitorio.

Muchos eventos pueden causar que los nodos queden sin suministro de reactivos y por lo tanto no se pueda mantener la estabilidad de tensión, entre ellos están la transferencia de potencia eléctrica, la salida de líneas, la salida de generadores y equipos que suministran reactivos, los cambios de TAPs, la disminución de suministro de reactivos y los cambios de la carga [14].

Colapso de voltaje de largo tiempo. Es el resultado final de los eventos inestables creados por pequeños disturbios entre la carga y la generación que provocan sobrecargas en el sistema, los cuales duran desde minutos hasta varias horas

Colapso de voltaje de corto tiempo. Es el resultado final de los eventos inestables creados por varios disturbios ocasionados debido a grandes cambios en el suministro o el consumo de reactivos, que hacen que se presente una rápida disminución de los reactivos del sistema; estos eventos pueden durar entre varios segundos hasta minutos.

Colapso de voltaje transitorio. Es el resultado final de los eventos inestables creados por disturbios muy grandes como la pérdida de paso y el arranque de motores de inducción, provocando una rápida deficiencia de reactivos, los cuales duran menos de 15 segundos.

TIPO	CAUSA	TIEMPO
Largo Tiempo	Uso de la reserva de reactivos.	Varios minutos hasta horas.
Corto Tiempo	Salida de elementos importantes que impiden el suministro completo de los reactivos a las cargas.	De varios segundos hasta 5 minutos.
Transitorio	Motores de inducción conducen a deficiencia de reactivos.	Menos de 15 segundos.

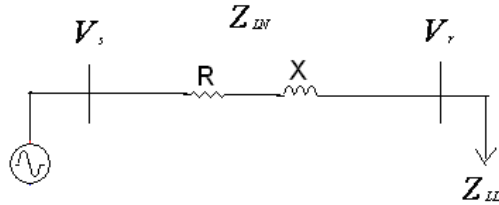
Tabla 2.1: Tipos de colapso de voltaje

2.3.6. Causas Principales de Disminución de Reactivos y Voltajes en los Nodos

Existen diferentes eventos que causan una disminución de reactivos en el sistema, los cuales hacen que en los nodos varíen los voltajes y se acerquen al límite de estabilidad [13], a continuación se muestran los eventos más significativos:

Transferencia de potencia eléctrica. La transferencia de potencia eléctrica en sistemas muy cargados es una de las causas que mas afecta el suministro de reactivos a los nodos de un sistema.

En la gráfica se muestra un sistema de potencia radial el cual tiene una carga Z_{LD} conectada a través de una línea de transmisión con una impedancia Z_{LN} .



Gráfica 2.7: Sistema de potencia radial

El voltaje de recibo V_r disminuye por la caída de tensión en la línea.

$$V_r = V_s - V_L \quad (2.20)$$

Donde,

V_r = Voltaje de recibo

V_s = Voltaje de envío

V_L = Voltaje de caída en la línea

La potencia transferida a la carga es igual a:

$$S_R = \frac{V_S^2}{Z_{LD}} \quad (2.21)$$

La potencia suministrada por el generador es igual a:

$$S_S = \frac{V_S^2}{Z_{LN} + Z_{LD}} \quad (2.22)$$

Por lo tanto para una carga nominal en el nodo de recibo, si el voltaje en el nodo disminuye, la potencia transferida por el sistema al nodo, disminuye. Las perdidas de potencia debido a la transmisión por una línea se pueden definir de la siguiente forma:

Perdidas en MW=

$$\left[\frac{P^2 + Q^2}{V^2} \right] * R = 3 * I^2 * R \quad (2.23)$$

Perdidas en MVar=

$$\left[\frac{P^2 + Q^2}{V^2} \right] * X = 3 * I^2 * X \quad (2.24)$$

A mayor transferencia de potencia, mayor serán las perdidas. Para reducir las perdidas se debe minimizar la corriente y maximizar los voltajes. Entre mayor sea la corriente mayor serán las perdidas de transmisión. En los sistemas de transmisión de alto voltaje la reactancia es mucho más grande que la resistencia, por lo tanto se requiere transferir mayor potencia reactiva que potencia activa [1].

Salida de líneas importantes. Una salida de una línea puede incrementar la cargabilidad de las líneas paralelas y disminuir los voltajes en ellas debido al incremento de las perdidas. El incremento de pérdidas reactivas será mayor que el incremento de perdidas activas en sistemas de transmisión donde las líneas de interconexión son muy extensas.

Cuando una de las líneas se abre, las perdidas se incrementan en el sistema debido a que la corriente se incrementa por la línea de servicio. El sistema empieza a tener deficiencia de reactivos para transmitir al nodo de recibo, lo que se refleja en una caída de voltaje.

Disminución del suministro de reactivos. Cuando hay deficiencia de los reactivos en el sistema, los dispositivos reguladores de voltaje en los generadores, tratan de responder a esas variaciones y suministrar más reactivos, sin embargo esto hace que el generador alcance los límites de corriente. Para evitar daños, los generadores cuentan con limitadores de corriente y protecciones, que se accionan cuando esta muy cerca al limite o el operador de red y los operadores de las plantas pueden disminuir la corriente de excitación. Cuando se reduce la corriente u operan las protecciones, el problema de reducción de voltaje puede empeorar y sobrecargar otros generadores, produciendo disminuciones mayores de voltaje.

Salida de generadores y equipos que suministran reactivos. Los generadores son las fuentes principales de suministro de reactivos para mantener los voltajes en cada uno de los nodos. Los condensadores y los dispositivos FACTS son importantes para compensar los nodos con deficiencia de reactivos; la salida de uno de estos elementos ocasiona una disminución en la potencia reactiva, afectando los voltajes en los nodos.

Cambios de los TAPs. Los cambios de TAPs mejoran el voltaje en el lado secundario del transformador cuando esta por debajo de los niveles establecidos; los reactivos necesarios para mantener los voltajes en el secundario del transformador son suministrados por la red a través del lado primario del transformador. Esto hace que se necesiten más reactivos que deben ser enviados desde las fuentes de suministro, aumentándose las pérdidas reactivas en el sistema. A medida que el cambio de TAPs incrementa el voltaje en el lado secundario del transformador, el voltaje en el primario puede alcanzar el punto de inestabilidad. El sistema debe por lo tanto, disponer de buenas fuentes de suministros de reactivos para evitar que sus nodos disminuyan demasiado los voltajes.

Variaciones de carga. Cuando los voltajes del sistema disminuyen, los dispositivos de control y reguladores, tratan de restaurar la carga como los termostatos, los cuales buscan mantener la temperatura en el nivel de trabajo. Mientras muchos dispositivos tratan de restaurar la carga, el sistema se sobrecarga y el resultado final será una mayor disminución en los voltajes en las barras y puede alcanzarse el punto de inestabilidad. También los motores que requieren muchos reactivos para el arranque pueden producir caídas de voltaje; el periodo de la corriente de arranque, es suficiente como para que el sistema pueda agotar el suministro de reactivos.

2.3.7. Métodos de Estudio

Los métodos utilizados para el estudio de la estabilidad de voltaje se basan en la detección y la predicción del problema. Los métodos de detección encuentran el estado de operación de los nodos del sistema y los métodos de predicción encuentran los márgenes y límites de estabilidad de voltaje en el cual los nodos pueden operar antes de la inestabilidad.

Un estudio de estabilidad de voltaje determina los voltajes en los nodos de carga y nodos de suministro, la potencia entregada y consumida, las pérdidas en las líneas de transmisión. Con los resultados obtenidos puede realizarse un análisis de variaciones del voltaje ante la potencia activa y reactiva, utilizando diversas técnicas que permiten obtener el margen y el límite de estabilidad.

Los métodos de estudio de la estabilidad de voltaje se pueden dividir en métodos analíticos y métodos de monitoreo.

Métodos Analíticos. Se basan en el estudio detallado de los comportamientos de variables, parámetros y elementos del sistema, con el fin de encontrar soluciones de diseño y criterios de operación que permitan al sistema trabajar lejos del punto de inestabilidad. Cada uno de estos métodos utiliza una técnica matemática, la cual es implementada en una herramienta computacional. Las técnicas utilizadas para el análisis se emplean para régimen estático y dinámico, las cuales encuentran los estados de operación, el límite de estabilidad, las distancia al límite por medio de índices de medición y la respuesta de elementos ante las variaciones inestables. Las técnicas de análisis están basadas en estudios por medio de flujos convencionales, flujos progresivos y análisis dinámicos.

Métodos de Monitoreo. Los métodos de monitoreo se basan en la toma de datos que ayudan a encontrar los estados de operación, el límite de estabilidad, el margen de estabilidad y los nodos débiles del sistema, por medio de la variación de voltajes, corriente, potencia reactiva y ángulos de los vectores, los cuales se realizan por medio de la medición. Pueden utilizarse como herramienta para la detección y predicción de la estabilidad de voltaje en línea y fuera de línea.

ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD TENSIÓN

El estudio de la estabilidad de tensión se lleva a cabo usando los flujos de carga convencionales, estas técnicas hacen uso de los resultados de los flujos de potencia estáticos para calcular los estados de operación del sistema, estos resultados permiten identificar los nodos con menor margen de estabilidad, líneas y generadores con menor capacidad de suministro de reactivos, información usada para estudios de planeación y operación de la red [18].

3.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Estas técnicas determinan las variaciones de los voltajes con respecto a la variación de la potencia activa y/o reactiva en los nodos del sistema. La sensibilidad del voltaje con respecto a la potencia activa se calcula asumiendo que la potencia reactiva es constante y la sensibilidad con respecto a la potencia reactiva se calcula asumiendo la potencia activa constante. N. Flatabo, R. Ognedal y T. Carlsen, presentaron un análisis de sensibilidad con respecto a la potencia reactiva, esta técnica se basó en encontrar la matriz de sensibilidad del sistema en términos de los voltajes y ángulos en los nodos de carga con respecto a la potencia reactiva generada utilizando un flujo de potencia. Luego se calcula la máxima variación de la potencia reactiva generada con respecto al cambio de carga en los nodos del sistema, esto con el fin de encontrar el punto límite de estabilidad de voltaje, con el estado de operación del sistema y el límite se encuentran el margen de seguridad en el cual el sistema puede operar sin que ocurra el colapso de voltaje, los resultados se pueden expresar en términos de MVAR, MW ó MVA [19].

3.1.1. Las Matrices de Sensibilidad

El fin de la construcción de las matrices de sensibilidad es llevar a cabo el cálculo de las variaciones del voltaje con respecto a cambios en la potencia activa y reactiva, se plantean las matrices de sensibilidad con respecto a las variables de estado y a las

variables dependientes del sistema. Con estas matrices se calcula la sensibilidad del sistema con respecto a la potencia reactiva y se encuentra la proximidad al límite de la estabilidad del sistema [20].

3.1.1.1. Cálculo de la matriz de sensibilidad usando variables de estado

La ecuación del flujo de potencia usando variables de estado queda representada en la siguiente ecuación:

$$g(x, u, p) = 0 \quad (3.1)$$

Donde,

x = Variables de estado (voltajes y ángulos en los nodos de carga).

u = Variables de control (voltaje en los nodos de generación, producción de MW, compensación MVAR).

p = Parámetros (valores de entrada como carga en MW y MVAR, topología y parámetros electricos del sistema de transmisión representados por la Ybus).

Realizando la expansión por series de Taylor la ecuación anterior queda:

$$\Delta g = g_x \Delta x + g_u \Delta u + g_p \Delta p = 0 \quad (3.2)$$

Expresando la ecuación de sensibilidad (3.2) en variables de estado x la ecuación queda:

$$\Delta X = -g_x^{-1} g_u \Delta u - g_x^{-1} g_p \Delta p \quad (3.3)$$

También puede expresarse de la siguiente forma:

$$\Delta x = -S_{xu} \Delta u + S_{xp} \Delta p \quad (3.4)$$

Donde:

S_{xu} = Sensibilidad en las variables de estado x con respecto a las variaciones en las variables de control u.

S_{xp} = Sensibilidad en las variables de estado x con respecto a las variaciones en los valores de entrada p .

3.1.1.2. Cálculo de la matriz de sensibilidad con respecto a las variables dependientes

Las variables dependientes w son muy importantes ya que contienen información sobre las restricciones que tiene el sistema, también son funciones de las variables de estado x , variables de control u y parámetros p , para introducir las restricciones es indispensable encontrar una matriz que contenga las variables dependientes del sistema, por lo tanto:

$$W = W(x, u, p) \quad (3.5)$$

Donde,

W = Variables dependientes (Generación de potencia reactiva de los generadores, nodo de referencia de producción de MW).

Utilizando las series de Taylor para realizar la expansión de la ecuación anterior da como resultado la siguiente ecuación:

$$\Delta W = W_x \Delta x + W_u \Delta u + W_p \Delta p \quad (3.6)$$

Sustituyendo la ecuación (3.3) en la ecuación anterior y observando que $w_p=0$ la sensibilidad de las variables dependientes queda expresada como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\Delta W = (-W_x g_x^{-1} g_u + W_u) \Delta u - W_x g_x^{-1} g_p \Delta p \quad (3.7)$$

o

$$\Delta W = S_{wu} \Delta u + S_{wp} \Delta p \quad (3.8)$$

Donde,

S_{wu} = Sensibilidad de las variables dependientes w con respecto a la variación de las variables de estado x .

S_{wp} = Sensibilidad de las variables dependientes w con respecto a la variación de los valores de entrada p .

$g_x, g_u, g_p, w_x, w_u, w_p$, son matrices consistentes en las derivadas parciales de los vectores g y w respecto a las variables de estado x , variables de control u y parámetros p .

3.1.2. Localización del punto de inestabilidad de voltaje

La sensibilidad del voltaje con respecto a la potencia reactiva denotada como vsi brinda la información apropiada para saber la ocurrencia de una inestabilidad de voltaje en el sistema, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$VS_i = \left[\frac{dV}{dQ} \right]_i \quad (3.9)$$

Donde,

$\frac{dV}{dQ}$ = Sensibilidad del voltaje con respecto a la potencia reactiva.
 i = Indica el nodo del sistema.

El factor vsi indica la pendiente de una curva donde el voltaje es una función de la potencia reactiva, este número se aproxima a infinito cuando el voltaje se aproxima al punto límite. El signo del numero sensitivo vsi es usado para decidir si una condición de la red calculada se encuentra sobre o debajo del punto de inestabilidad del voltaje [4].

3.2. REDUCCIÓN DE LA MATRIZ JACOBIANA

Un sistema de potencia puede ser expresado de forma lineal mediante la matriz Jacobiana, cuyos elementos definen la sensibilidad entre los cambios de voltaje del nodo y el flujo de potencia activa y reactiva. Si el modelo convencional de flujo de potencia es usado para un análisis de estabilidad de voltaje, la matriz Jacobiana de la ecuación (3.10) es la misma que se obtiene de las ecuaciones de flujo de potencia usando el método de Newton-Raphson.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Donde,

ΔP = Cambio incremental en la potencia activa del nodo.
 ΔQ = Cambio incremental en la potencia reactiva al nodo.
 $\Delta \theta$ = Cambio incremental en el ángulo de voltaje del nodo.
 ΔV = Cambio incremental en la magnitud de voltaje del nodo.

Los elementos J de la matriz Jacobiana definen la sensibilidad entre el flujo de carga y los cambios de voltaje en el nodo; la estabilidad de voltaje del sistema es afectada tanto por la potencia activa P , como por la potencia reactiva Q , pero para cada punto de operación se puede mantener P constante y evaluar la estabilidad de voltaje considerando la relación incremental entre Q y V . Aunque los cambios incrementales de P son despreciables en la formulación, los efectos de los cambios en la carga del sistema o el nivel de transferencia de potencia se toman en cuenta estudiando las relaciones incrementales entre Q y V en diferentes condiciones de operación.

Para reducir la ecuación (3.10), se toma $\Delta P = 0$ despreciando cambios de potencia activa.

$$\Delta Q = [J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV}] \cdot \Delta V \quad (3.11)$$

$$\Delta Q = J_R \cdot \Delta V \quad y$$

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q \quad (3.12)$$

La matriz J_R se llama matriz Jacobiana reducida, esta matriz relaciona directamente el cambio de la magnitud de voltaje de cada nodo con respecto al cambio de potencia reactiva.

Las características de la estabilidad de voltaje del sistema pueden ser identificadas calculando los valores y vectores singulares o propios de la matriz Jacobiana reducida del sistema.

3.2.1. Singularidad de la Matriz Jacobiana

Esta técnica es utilizada para encontrar el punto donde, la matriz se vuelve singular, definiendo los límites de estabilidad y los márgenes del sistema de potencia, para definir un índice de proximidad a la inestabilidad [33]. P-A. Lof G. Anderson de Royal Institute of Technology, Suecia y D. J Hill de University of Newcastle, Australia, presentaron un

índice basado en la descomposición en valores singulares de la matriz Jacobiana reducida (ecuación 3.12), estos índices junto con los vectores singulares, contienen información acerca de la proximidad a la inestabilidad de voltaje y los nodos críticos del sistema.

3.2.1.1. Descomposición en Valores Singulares

Una matriz cuadrática $n \times n$ puede ser descompuesta en valores singulares, como se muestra en la ecuación (3.13).

$$A = U \beta V^T = \sum_{i=1}^n \sigma_i u_i v_i^T \quad (3.13)$$

Donde,

A = Matriz $n \times n$.

U, V = Matrices ortonormales.

u_i = Vector singular que contiene las columnas de la matriz U .

v_i = Vector singular que contiene las columnas de la matriz V .

β = Diagonal de la matriz.

σ_i = valores singulares de la diagonal Σ .

La diagonal de la matriz A se calcula de la siguiente forma:

$$\beta(A) = \text{diag} \{ \sigma_i(A) \} \quad i = 1, 2, 3, \dots, n.$$

Donde,

$\sigma_i \geq 0$ para todos los i .

Los elementos de la diagonal en la matriz $\beta(A)$ son ordenados de tal manera que $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n \geq 0$; la relación entre los valores singulares y los valores propios de una misma matriz vienen del hecho que las entradas σ_i en la matriz diagonal $\beta(A)$ son los valores singulares de A y por construcción sus cuadrados son los valores propios de $A^T A$. Si el mínimo valor singular es cero, entonces la matriz estudiada es singular y no se puede obtener una solución del flujo de potencia; si la descomposición en valores singulares es aplicada a la matriz Jacobiana, esta descomposición puede escribirse como:

$$J = U \beta V^T \quad (3.14)$$

El mínimo valor singular viene del análisis del problema del sistema lineal $Ax = b$, donde, $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$, A es no singular y $b \in \mathbb{R}^n$ después de una descomposición en valores singulares de la matriz A , la solución del sistema lineal puede escribirse como:

$$X = A^{-1}b = (U\beta V^T)^{-1}b = \sum_{i=1}^n \frac{u_i^T v_i}{\sigma_i} b \quad (3.15)$$

De la ecuación (3.15) se puede concluir que cualquier cambio pequeño en A o b puede causar grandes cambios en X si σ_n es pequeño. El efecto de pequeños cambios en las inyecciones de potencia activa y reactiva en el vector $[\Delta\theta \ \Delta V]^T$ puede ser calculado como:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = V\beta^{-1}U^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Basado en la descomposición de valores singulares de la matriz Jacobiana de flujo de potencia se pueden hacer las siguientes interpretaciones para el mínimo valor singular y sus respectivos vectores singulares izquierdo y derecho:

1. El menor valor singular σ_n , es un indicador de la proximidad al límite de la estabilidad de estado estable.
2. El vector singular derecho V_n , correspondiente a σ_n , indica la sensibilidad de voltajes y ángulos.
3. El vector singular izquierdo u_n , correspondiente a σ_n , indica la dirección mas sensible a los cambios de inyección de potencia activa y reactiva.

3.3. ANÁLISIS MODAL

Un análisis modal es una técnica basada en el uso de la información de los valores propios y los vectores propios de la matriz Jacobiana del sistema de potencia [27].

Los valores propios son llamados también modos del sistema. El primero es un termino matemático mientras que modo es un término de ingeniería [34].

3.3.1. Definición de Valores Propios y Vectores Propios

El problema de los valores propios apunta a encontrar un vector diferente de cero $X = [X_i]_{1 \times n}$ y un escalar λ que satisfagan la expresión $Ax = \lambda x$ en donde, A es una matriz de dimensión $n \times n$, λ y X son respectivamente el valor propio (eigenvalor) y el vector propio (eigenvector) de la matriz A.

Los valores propios de la matriz Jacobiana reducida identifican diferentes modos a través de los cuales el sistema puede volverse inestable. Las magnitudes de los valores propios proveen una medida relativa de proximidad a la inestabilidad. Los vectores propios proveen información relacionada con los factores que contribuyen a la inestabilidad como los nodos y las áreas críticas del sistema [35].

3.3.1.1. Modos de la Inestabilidad de Voltaje

$$\text{Sea: } J_R = \xi \cdot \Lambda \cdot \eta \quad (3.17)$$

Donde,

ξ = Vector propio derecho de la matriz Jacobiana J_R

η = Vector propio izquierdo de la matriz Jacobiana J_R

Λ = Vector de valores propios de la diagonal de la matriz Jacobiana J_R

$$J_R^{-1} = \xi \cdot \Lambda^{-1} \cdot \eta \quad (3.18)$$

Sustituyendo en la ecuación (3.12) se obtiene:

$$\Delta V = \xi \cdot \Lambda^{-1} \cdot \eta \cdot \Delta Q$$

o

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \cdot \Delta Q \quad (3.19)$$

ξ_i = i-esima columna de vectores derechos propios.

η_i = i-esima fila de vectores izquierdos propios de J_R

Cada valor propio λ_i y sus correspondientes vectores derecho e izquierdo propios ξ_i y η_i definen el i-esimo modo del sistema [28]. La correspondiente i-esima variación de voltaje

modal es:

$$\Delta V_i = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q_i \quad (3.20)$$

Cuando la variación de potencia reactiva esta en el sentido de ξ_i la variación de voltaje esta también en la misma dirección; la magnitud de la variación del voltaje es amplificada por un factor λ_i , el cual determina la debilidad del voltaje modal correspondiente a cada nodo del sistema de potencia.

3.3.1.2. Valores Propios

Los valores propios obtenidos del análisis modal de Q-V son indicadores del estado del sistema y pueden dar una medición relativa de la proximidad a la inestabilidad. Los valores propios son interpretados de la siguiente manera:

Valor Propio Positivo: Si todos los valores propios son positivos, esto indica que el sistema tiene estabilidad de voltaje y entre menor sea su magnitud mas cerca se encuentra de la inestabilidad.

Valor Propio Cero: Si al menos uno de los valores propios es igual a cero, esto indica que la estabilidad de voltaje del sistema se encuentra en un punto crítico.

Valor Propio Negativo: Si al menos uno de los valores propios es negativo, esto indica que el sistema ha pasado el punto crítico de estabilidad de voltaje.

3.3.2. Factores de Participación

El análisis modal es útil para identificar las áreas críticas de estabilidad de voltaje y los elementos de mayor influencia en cada modo, esto se realiza por medio de los factores de participación [26].

3.3.2.1. Factor de Participación de Nodos

El factor de participación de un nodo k para un modo i se define como:

$$FNP_{Ki} = \xi_{Ki} \cdot \eta_{iK} \quad (3.21)$$

Indica la participación o la contribución del i -ésimo valor propio a la sensibilidad V-Q del nodo k . Entre mas grande sea el factor de participación del nodo, mayor será la contribución a la inestabilidad de voltaje. Existen dos tipos de modos, el primero es llamado modo localizado, el cual tiene muy pocos nodos con factores de participación elevados y otros nodos tienen factores de participación cercanos a cero; el segundo llamado un modo no localizado, tiene muchos nodos con pequeños factores de participación y otros nodos tienen factores de participación cercanos a cero. Un ejemplo de modo localizado se presenta cuando un nodo de carga es conectado a una red muy fuerte a través de una línea de transmisión larga; un ejemplo de modo no localizado ocurre cuando una región dentro de un gran sistema aumenta la carga y el soporte de reactivos principales de la región se agotan. Los factores de participación de los nodos dan información de los nodos a los cuales hay que realizarles acciones correctivas para estabilizar los modos.

3.3.2.2. Factor de Participación de Ramas

Cuando el cambio en la inyección de potencia reactiva es ΔQ_{mi} , la variación de voltaje resultante es ΔV_{mi} y la variación del ángulo en el modo i es igual a:

$$\Delta \theta_{mi} = J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV} \cdot \Delta V_{mi} \quad (3.22)$$

Se puede definir:

$$\Delta Q_{lmaxi} = \max_j(\Delta Q_{lji}) \quad (3.23)$$

Donde,

ΔQ_{lji} = Variación de perdidas reactivas a través de la línea de transmisión j .

El factor de participación de la rama lj en el modo i esta definido como:

$$FPR_{lji} = \frac{\Delta Q_{lji}}{\Delta Q_{lmaxi}} \quad (3.24)$$

El factor de participación de ramas indica para cada modo cuales ramas consumen la mayor cantidad de reactivos cuando se incrementa la potencia reactiva de la carga [29]. Las líneas con factores de participación altos son aquellos que causan que el modo i sea débil. Teniendo en cuenta el valor de participación se puede determinar las acciones correctivas basadas en aumento de líneas de transmisión y redistribución de potencia reactiva con el fin de aliviar cargabilidad; Además es un buen criterio para la selección de las contingencias y análisis de seguridad de los sistemas.

3.3.2.3. Factor de Participación de los Generadores

Indica para cada modo cual generador entrega mas potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental de la carga reactiva del sistema [30]. Cuando un factor de participación de un generador es mayor que otro en un modo, indica que el generador con mayor factor de participación entregara mas potencia reactiva que el otro ante el mismo cambio de carga en el sistema; esto quiere decir que este generador aportara mas reactivos para mantener la estabilidad de voltaje, a este generador se le debe programar la mayor reserva de reactivos ya que si alcanza su limite de capacidad de generación, tendrá mayor aporte cuando se presente una inestabilidad. Si se define:

$$\Delta Q_{gmaxi} = \max_k(\Delta Q_{gki}) \quad (3.25)$$

Donde,

ΔQ_{gki} = Variación de la potencia reactiva para el modo i .

El factor de participación del generador gk en el modo i esta definido como:

$$FPG_{gki} = \frac{\Delta Q_{gki}}{\Delta Q_{gmaxi}} \quad (3.26)$$

3.4. MÉTODO DE LAS CURVAS Q-V

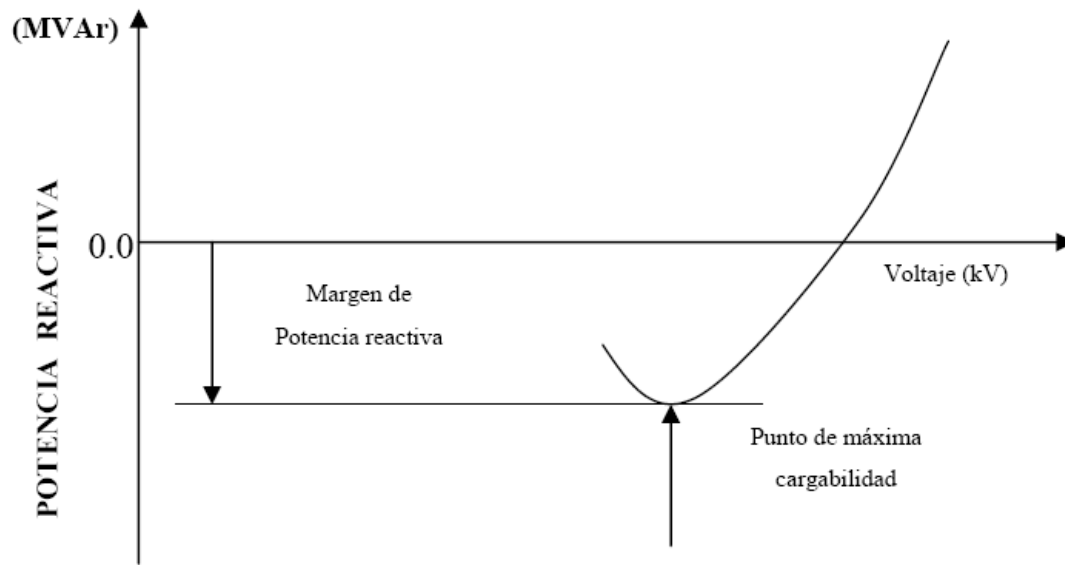
La potencia reactiva mantiene el campo magnético necesario para que los equipos funcionen adecuadamente y además permite que la transmisión de la potencia activa se realice correctamente. Si hay una deficiencia de potencia reactiva, la variable más afectada es el voltaje, debido a que hay una relación directa entre la potencia reactiva y el voltaje, por lo tanto ante la disminución de la transferencia de reactivos a cada nodo, hay una disminución considerable de los voltajes. Si al menos uno de los nodos presenta una condición de disminución del voltaje cuando la potencia reactiva inyectada en el nodo se incrementa, el sistema presenta inestabilidad de voltaje.

El método de las curvas Q-V se basa en interpretar el colapso de tensión como un indicador de que existe un inadecuado balance de potencia reactiva en una o más barras de la red. El método consiste en ir aumentando el consumo de potencia reactiva en cada una de las barras de la red o al menos en aquellas consideradas las más representativas, una por una, hasta conseguir el colapso. Esta selección puede hacerse ya sea en base a observaciones previas del comportamiento real del sistema o forzando direcciones de carga que, de acuerdo a la experiencia, se presuma que serán críticas para el sistema en estudio [21].

Las curvas Q-V son usadas para estudiar los clásicos colapsos de voltaje. Estas curvas se construyen para ciertas barras críticas del sistema de potencia, y se gráficán como la cantidad de potencia reactiva que debe ser inyectada a una barra para mantener un nivel de voltaje deseado.

Las curvas Q-V obtenidas de esta forma para cada barra tienen la clásica forma en "U", en donde el mínimo punto de la curva, máximo valor de la carga Q, identifica el punto de colapso, y proporciona una medida del margen de potencia reactiva al colapso en esa barra, ver gráfica (3.1). El mínimo absoluto de ese margen entre todas las barras sería, por lo tanto, una medida del margen al colapso del sistema. En este grafico Q-V a diferencia del método P-V, el voltaje de barra se encuentra en el eje de las ordenadas (x) y la potencia reactiva en el eje de las abscisas (y) [22].

Es útil observar que el método de las curvas Q-V no es más que un caso particular del método de curvas P-V, en que la dirección de carga escogida es el aumento de potencia reactiva en una sola barra.



Gráfica 3.1: Curva Q-V

Visto de esta forma, se puede afirmar que este método será eficiente para planificar la red frente al colapso de tensión siempre y cuando en nuestro sistema:

- Se pueda no tener en cuenta las variaciones de carga activa. Esto revelaría un alto grado de desacople entre las variables $Q - V$ y $P - \alpha$.
- Sea posible obtener una buena aproximación al colapso variando la carga en una

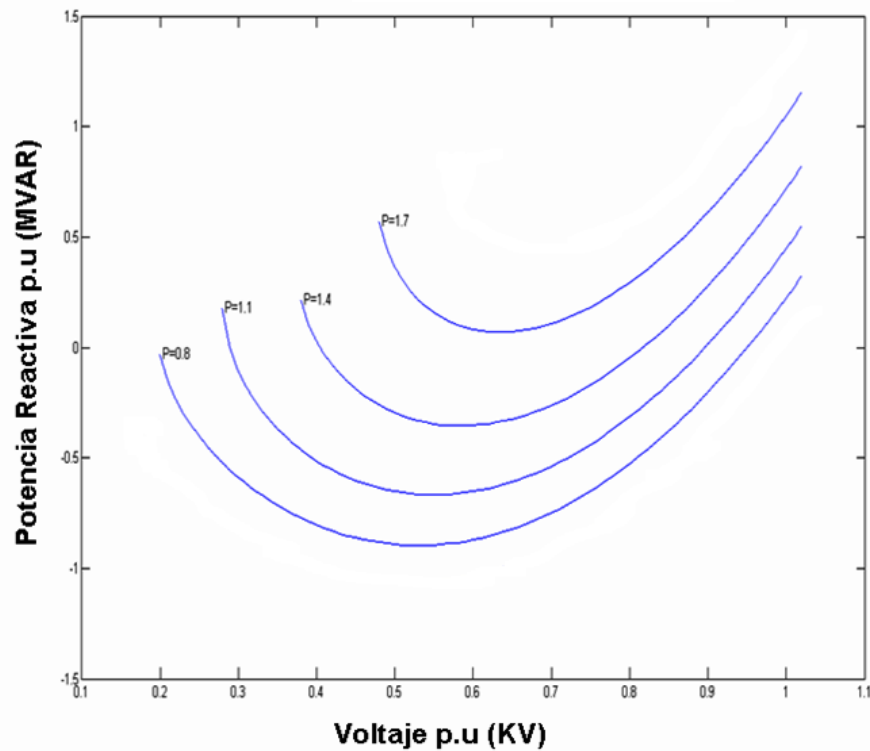
sola barra. Esto revelaría que hay una barra mucho más débil que el resto.

El margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR del punto de operación a la parte inferior de la curva.

La pendiente de la curva Q-V indica la robustez del nodo de prueba (el cambio ΔV para un cambio en ΔQ). El punto de la curva Q-V, donde la derivada $\frac{\Delta Q}{\Delta V}$ es igual a cero, representa el límite de la estabilidad de voltaje.

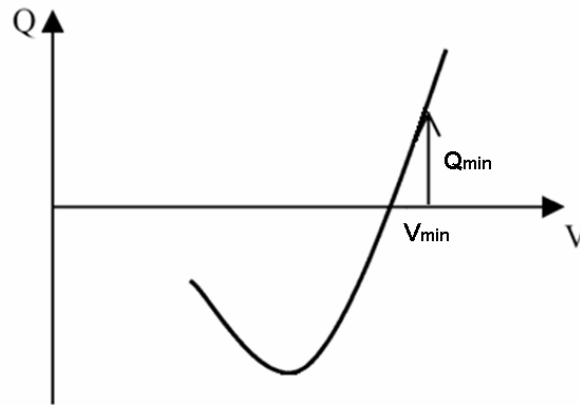
El colapso de voltaje inicia en el nodo más débil y después se extiende a otros nodos débiles, por lo tanto, el nodo más débil es el más importante en el análisis de colapso de voltaje usando la técnica de la curva Q-V [23].

Para mantener el voltaje de un nodo en un nivel adecuado es necesario realizar una compensación de reactivos. Si hay una deficiencia de reactivos el voltaje desciende, hasta alcanzar el punto crítico, el cual es el límite de la estabilidad. Para variaciones de potencia activa de la carga se pueden obtener diferentes curvas de reservas de reactivos, las cuales muestran que se debe tener suficiente suministro de reactivos en un nodo para lograr una mayor transferencia de potencia, ver gráfica (3.2).



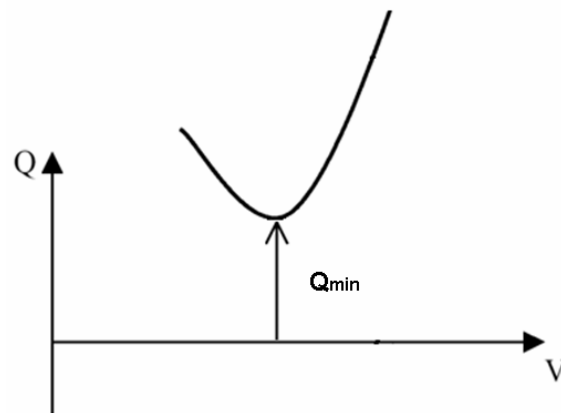
Gráfica 3.2: Curva Q-V para variaciones de potencia activa en la carga

En la gráfica 3.3 se puede observar que el corte de la curva Q-V con el eje horizontal corresponde al caso en que no se genera ninguna potencia reactiva "ficticia", por lo que corresponde a la barra de carga en condiciones de operación normal y con los reactivos que se encuentra en ese instante. En esta grafica el Q_{min} representa la potencia reactiva mínima que se debería generar para que la barra tenga una tensión mínima aceptable.



Gráfica 3.3: Curva Q-V

Si el punto de corte no existe como en la gráfica 3.4, significa que el sistema se encuentra en colapso de tensión y requiere por lo menos un aporte de potencia reactiva (Q_{min}) para salir de el.



Gráfica 3.4: Curva Q-V

3.4.1. Algoritmo de Construcción de las Curvas Q-V

A continuación se muestran los pasos para la obtención de las curvas Q-V, y de esta manera obtener los márgenes de potencia reactiva en cada una de las barras de la red [24].

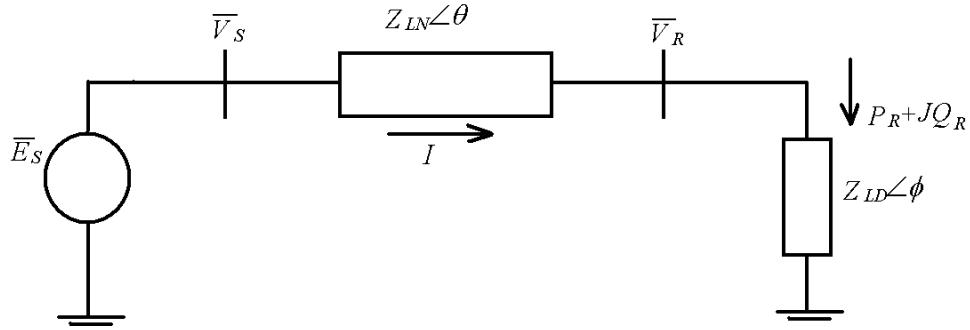
1. Correr un flujo de carga para la red en consideración y de esta manera obtener las condiciones de operación del sistema.
2. Identificar una barra crítica del sistema para esta condición. Esta barra generalmente esta entre las que poseen los menores márgenes de reactivos, resultado obtenido aplicando el método de análisis modal. En esta barra crítica se podrá tomar las medidas necesarias para mantener los niveles de tensión dentro de los márgenes de estabilidad.
3. Introducir en una barra, donde se quiera trazar la curva Q-V, un capacitor síncro-ficticio con sus límites abiertos, o simplemente transformarla en una barra tipo P-V.
4. Variar la tensión de salida en el capacitor síncro en pequeños pasos (usualmente en pasos de 0.01 p.u o menos).
5. Resolver el caso de flujo de potencia.
6. Guardar la tensión de la barra de seguimiento (V) y la potencia reactiva suministrada por el generador síncro ficticio (Q).
7. Obtener los pasos 4 a 6 hasta que se hayan obtenido los suficientes puntos.
8. Dibujar los puntos obtenidos para la curva Q-V y verificar el margen de carga reactiva obtenido.

3.5. MÉTODO DE LAS CURVAS P-V

En una red de potencia se pueden simular aumentos de carga de infinitas maneras, de acuerdo a cómo uno elija las barras en que se desea aumentar la carga activa y/o reactiva, y las proporciones relativas de los aumentos entre las cargas elegidas. Cuando se elige una de estas formas de aumentar la carga, que no es más que elegir un vector en el espacio multidimensional de las cargas activas y reactivas de la red, suele decirse que uno ha seleccionado una dirección de carga en el sistema. Formalmente, esto significa que se selecciona para cada barra los valores de incrementos básicos de carga activa y reactiva, de forma que las cargas en esa barra se vayan incrementando, a partir de cargas iniciales, a medida que aumenta un parámetro escalar de carga [4].

Si el planificador es capaz de seleccionar adecuadamente la dirección de carga del sistema, la distancia entre el estado inicial del sistema y el estado final de colapso, medida, por ejemplo, a través del valor final de carga, es una medida del margen de seguridad al colapso que posee el sistema para esa dirección de carga. Esta selección puede hacerse ya sea en base a observaciones previas del comportamiento real del sistema o forzando direcciones de carga que de acuerdo a la experiencia, se presume que serán críticas para el sistema en estudio.

Considérese el siguiente sistema de potencia radial:



Gráfica 3.5: Sistema de potencia radial

La corriente que circula por la línea está dada por la siguiente ecuación:

$$I = \frac{V_S}{Z_{LN} + Z_{LD}} \quad (3.27)$$

V_S = Voltaje en el nodo de envío.

I = Corriente a través de la línea de transmisión.

θ = Ángulo de la impedancia de la línea.

ϕ = Ángulo de la impedancia de la carga.

Para hallar la magnitud de la corriente que circula se suma la impedancia de la carga y de la línea en sus componentes cartesianas y se le saca la norma para obtener la magnitud.

La ecuación nos queda de la siguiente forma:

$$I = \frac{V_S}{\sqrt{(Z_{LN} \cos(\theta) + Z_{LD} \cos(\phi))^2 + (Z_{LN} \sin(\theta) + Z_{LD} \sin(\phi))^2}} \quad (3.28)$$

Para simplificar un poco la expresión el término de la impedancia puede ser expresado como una constante F .

$$I = \frac{V_S}{\sqrt{F} Z_{LN}} \quad (3.29)$$

Donde F es igual a:

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right) + 2 \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right) \cos(\theta - \phi) \quad (3.30)$$

La magnitud de voltaje en el nodo de recibo V_R es igual a:

$$V_R = Z_{LD} * I \quad (3.31)$$

Reemplazando corriente por la expresión de la ecuación (3.27):

$$V_R = \frac{1}{\sqrt{F}} \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right) * V_S \quad (3.32)$$

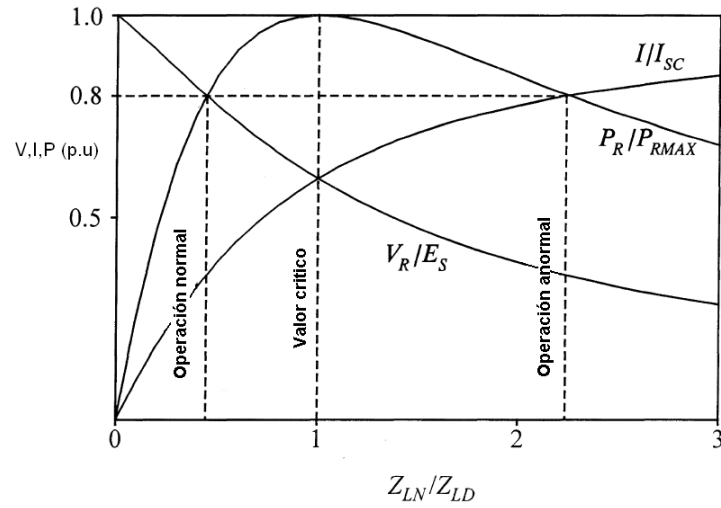
La potencia entregada en el nodo de recibo es igual a:

$$P_R = V_R * I * \cos(\phi) \quad (3.33)$$

Reemplazando las ecuaciones (3.31) y (3.32) en la ecuación (3.33) se tiene:

$$P_R = \frac{Z_{LD}}{F} * \left(\frac{V_S}{Z_{LN}} \right)^2 * \cos(\phi) \quad (3.34)$$

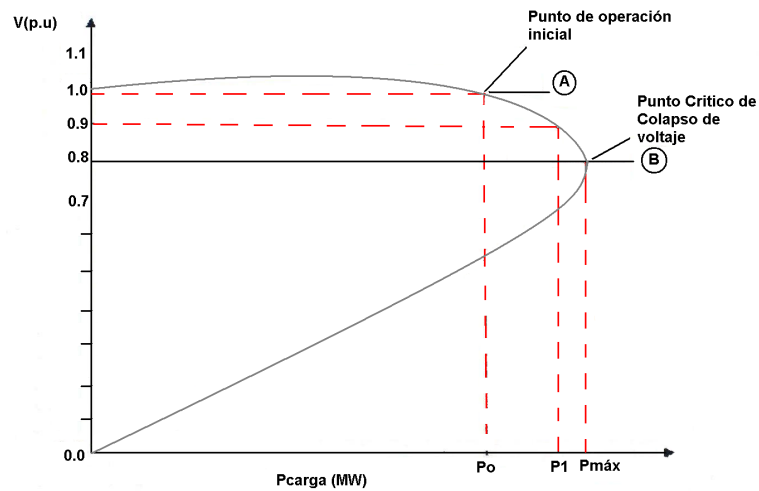
La gráfica (3.6) muestra las gráficas de las ecuaciones (3.29), (3.32) y (3.34) en función de la impedancia de línea Z_{LN} y la impedancia de carga Z_{LD} . Se indican las variaciones de voltaje, la corriente y la potencia con la relación $\frac{Z_{LN}}{Z_{LD}}$.



Gráfica 3.6: P, V e I en función de ZLD

A medida que crece la demanda (la impedancia de la carga Z_{LD} decrece), la corriente aumenta y el voltaje disminuye. La potencia activa alcanza su máximo valor en el punto donde $Z_{LN} = Z_{LD}$, este punto representa el límite de la transferencia de potencia. Si la demanda se incrementa un poco más, el sistema deja de ser estable y los voltajes disminuyen rápidamente. En el momento en que aumenta la carga Z_{LD} conectada a un sistema estable, la potencia suministrada a la carga también aumenta. Se puede concluir que a mayor sea la transferencia de potencia menor será el voltaje en los nodos.

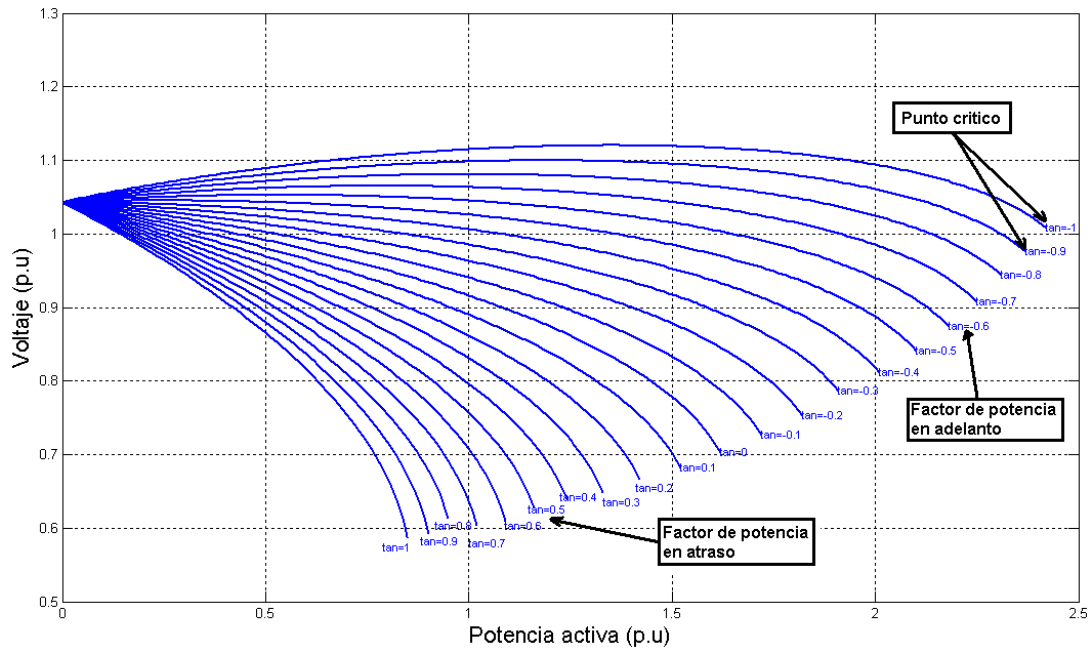
La gráfica (3.7) muestra la variación del voltaje en un nodo en función de la potencia activa transmitida.



Gráfica 3.7: Curva PV

Se observa que cuando hay un aumento de la potencia activa transmitida, los voltajes de recibo (V_R) decaen lentamente. El punto crítico (B), es el punto límite entre la estabilidad y la inestabilidad de voltaje. Si el sistema se encuentra en el punto de operación inicial (A), un pequeño incremento en la transferencia de potencia activa, lleva a una pequeña disminución en el voltaje. Si el sistema se encuentra operando entre el punto inicial (A) y el punto crítico (B), un pequeño incremento en la transferencia de potencia, lleva a una gran disminución en el voltaje. Si la potencia transferida es máxima, es decir se encuentra operando en el punto (B), un aumento en la carga provocaría una disminución drástica en los voltajes y en la potencia transferida. Una vez se excede el punto de estabilidad, el sistema es inestable y puede producirse un colapso de voltaje [25].

Cuando se cambia el factor de potencia de la carga (Fp), las curvas P-V cambian, existe un nuevo punto de operación y un nuevo límite de estabilidad. La gráfica (3.8) muestra las curvas P-V para diversos factores de potencia.



Gráfica 3.8: Curva PV para diferentes factores de potencia

Para factores de potencia en adelante, el punto crítico asciende y se desplaza mas a la derecha, alejándose de la zona de inestabilidad y haciendo que la caída de voltaje sea menor para una mayor transferencia de potencia. Para factores de potencia en atraso el punto crítico descende y se mueve hacia la izquierda, haciendo que para mayores transferencias de potencia la caída de voltaje sea mucho mayor.

Cabe recalcar que cuando se requiere transmitir más potencia activa, debe transmitirse más potencia reactiva, para que los voltajes en los nodos de carga sean los adecuados [4].

3.5.1. Índice basado en la curva P-V

El índice basado en la distancia de la carga inicial (P_{no} en MW) a la nariz de la curva P-V (P_{maxn} en MW) cuando la carga es el nodo n se incrementa es el siguiente:

$$PL_{mgn} = \frac{P_{maxn} - P_{no}}{P_{maxn}} \quad (3.35)$$

Como el margen definido por este PL_{mgn} es el valor bajo la condición de que la carga en otros nodos permanece constante este margen no se puede garantizar, sin embargo cuando se adhiere el principio de que la estabilidad de voltaje puede evaluarse en cada punto de carga, PL_{mgn} en la ecuación (3.35) se puede tomar como un índice útil.

El índice PL_{mgn} tiene un valor entre 0 y 1 y el margen es mas pequeño mientras este valor es menor. Mientras el voltaje puede ser una solución inferior dependiendo de las condiciones del sistema, es conveniente dar un valor en numero negativo para PL_{mgn} cuando esta en un dominio de solución inferior.

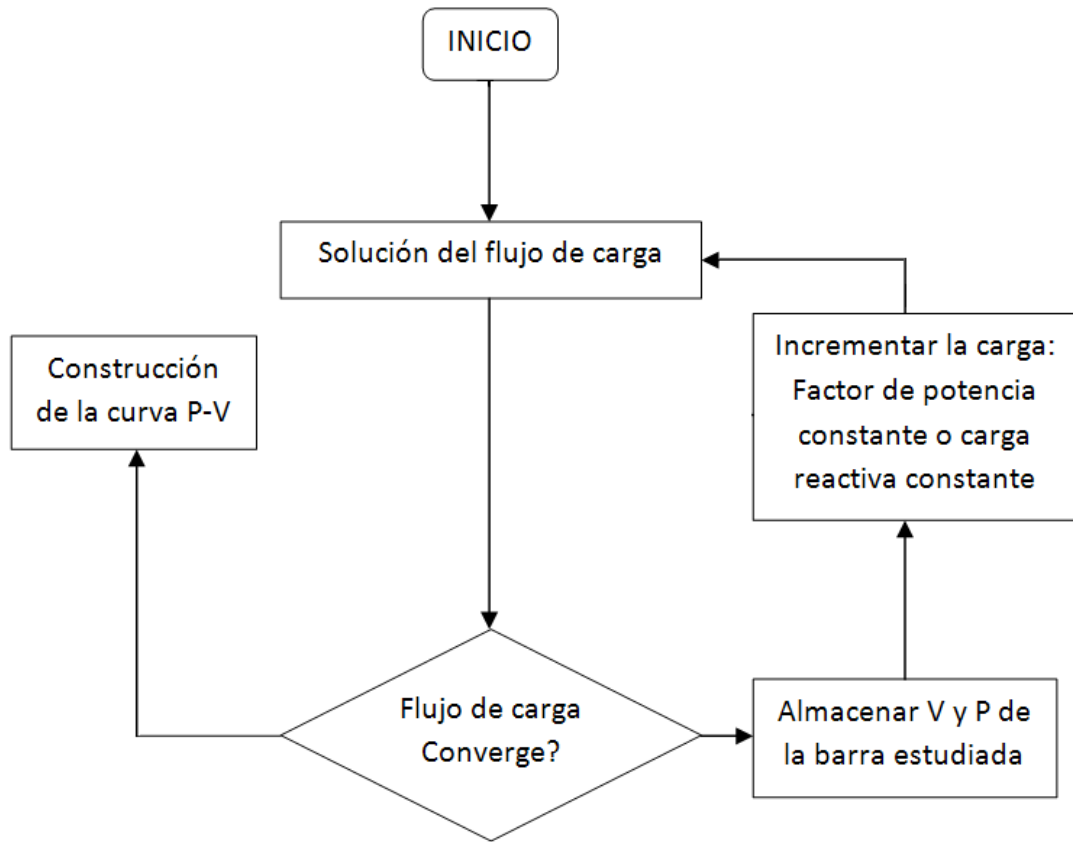
La ecuación (3.35) da un índice definido para cada nodo sin embargo el margen de estabilidad de voltaje debe evaluarse para el sistema de potencia completo, por lo tanto el índice PL_{mgn} se debe ser computado para todos los nodos de carga.

3.5.2. Algoritmo de Construcción de las Curvas P-V

La construcción de las curvas P-V, basadas en ecuaciones de flujo de potencia, parte primeramente de un estado de operación del sistema. A partir de ese punto se consideran sucesivos aumentos de carga en incrementos iguales en una única barra, en algunas, o en todo el sistema. Estos incrementos de carga pueden o no mantener un factor de potencia constante. Después de cada incremento de carga, el estado de operación del sistema es actualizado a través de la solución de un nuevo problema de flujo de carga.

El procedimiento es interrumpido cuando el algoritmo de calculo de flujo de carga por en método de Newton no converge [31].

A continuación se presenta el algoritmo para la construcción de las curvas P-V a partir de cálculos de flujo de carga. Como se mencionó anteriormente la construcción de las curvas P-V es obtenida a través de soluciones sucesivas del problema de flujo de carga por el método de Newton para instantes específicos de carga. Estas soluciones proporcionan los puntos de estado de operación de la red de transmisión. La curva P-V es levantada a partir de n -ésimos valores de carga activa (P) y su respectiva magnitud de tensión (V) calculados en cada incremento de carga.



Gráfica 3.9: Algoritmo para la construcción de las curvas P-V

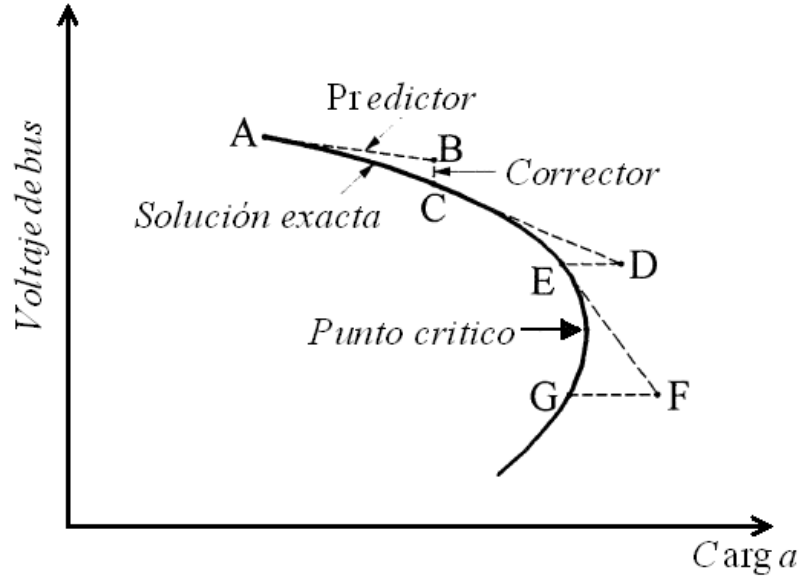
3.6. MÉTODO DE LA CONTINUACIÓN

Para el análisis del método de la continuación se tiene como base la matriz Jacobiana (ecuación 3.10). La ecuación se convierte en singular en el límite de estabilidad voltaje, en consecuencia los algoritmos convencionales de flujo de potencia son propensos a los problemas de convergencia en condiciones operativas, cerca del límite de estabilidad. El análisis de continuación supera este problema reformulando las ecuaciones de flujo de potencia de modo que ellas tengan solución a todas las condiciones de carga posibles. Esto permite la solución del problema de flujos de potencia para puntos de equilibrio estables ó inestables. El método de continuación permite evitar la singularidad del Jacobiano a partir de una ligera reformulación de las ecuaciones de flujo de carga [32].

El método de la continuación descrito se basa en la aproximación descrita en la ecuación (3.10), este usa un método de continuación parametrizado localmente y pertenece a la clase general de métodos para resolver ecuaciones algebraicas no lineales.

3.6.1. Principio Básico

El análisis de continuación de flujo de potencia usa un proceso iterativo que involucra pasos predictivos y correctivos descritos en la gráfica(3.10).



Gráfica 3.10: Flujo de potencia continuado

Desde una solución inicial conocida **A**, una tangente predictiva se usa para calcular la solución **B** para un modelo específico de incremento de carga. El paso correctivo entonces, determina la solución exacta **C**, usando un análisis convencional con la carga del sistema, que se asume como fija. Los voltajes para un aumento posterior en la carga se pueden predecir con base en una nueva tangente predictiva. Si la nueva carga estimada **D** se encuentra más allá de la carga máxima en la solución exacta, un paso correctivo con cargas fijas no convergería.

Por lo tanto un paso corrector con voltaje fijo en el bus monitoreado se aplica para encontrar la solución exacta **E**, mientras se llega al límite de estabilidad de voltaje para hallar la carga máxima exacta, el tamaño de incremento de carga se tiene que reducir gradualmente durante los pasos de la gráfica anterior.

3.6.2. Formulación Matemática

Las ecuaciones básicas son similares a las del análisis estándar del flujo de potencia a diferencia que el incremento en la carga se agrega como parámetro [32]. Las ecuaciones reformuladas de flujo de potencia con la provisión para generación creciente mientras la carga se incrementa, se pueden expresar como:

$$F(\theta, V) = \lambda K \quad (3.36)$$

Donde,

λ = Parámetro de carga.

θ = Vector de los ángulos de voltaje de bus.

V = Vector de las magnitudes de voltaje de bus.

K = Vector que representa el porcentaje de cambio de carga en cada bus.

Las ecuaciones de flujo de potencia tanto para potencia activa como para reactiva son:

$$0 = P_{Gi} - P_{Li} - P_{Ti}, \quad P_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - v_{ij}) \quad (3.37)$$

$$0 = Q_{Gi} - Q_{Li} - Q_{Ti}, \quad Q_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - v_{ij}) \quad (3.38)$$

Donde,

L = Nodo de carga.

T = Inyección.

G = Generación.

V_i, V_j = Voltaje en los nodos i, j .

δ_i, δ_j = Ángulo del voltaje en los nodos i, j .

$Y_{i,j} \angle v_{i,j}$ = Elemento (i, j) de la Y_{bus} .

Con el fin de simular una variación en la carga se introduce el parámetro de carga λ , los términos P_{Li} y Q_{Li} de las ecuaciones (3.37) y (3.38), se modifican obteniendo el siguiente resultado.

$$P_{Li} = P_{Lio} + \lambda(k_{Li} S_{\Delta base} \cos(\Psi_i)) \quad (3.39)$$

$$Q_{Li} = Q_{Lio} + \lambda(k_{Li} S_{\Delta base} \sin(\Psi_i)) \quad (3.40)$$

Donde,

P_{Lio}, Q_{Lio} = Carga activa y reactiva inicial en el nodo i .

k_{Li} = Multiplicador para designar el rango de cambio de la carga en el nodo i ante el

cambio de λ .

ψ_i = Ángulo del factor de potencia de la carga que cambia en el nodo i .

$S_{\Delta base}$ = Potencia aparente usada para escalar apropiadamente a λ .

Se puede notar que en la ecuación (3.39) y (3.40) el primer termino de la expresión corresponde a la carga inicial en el nodo i , mientras que el segundo muestra el cambio de la carga cuando varia λ .

Otro termino para tener en cuenta es la generación de potencia activa la cual es modificada por el parámetro λ .

$$P_{Gi} = P_{Gio}(1 + \lambda k_{Gi}) \quad (3.41)$$

Donde,

P_{Gio} = Generación de potencia activa en el caso base.

k_{Gi} = Constante usada para especificar el rango de cambio de la generación cuando varia λ .

Reemplazando las ecuaciones (3.39) y (3.40) en las ecuaciones de flujo de potencia (3.37) y (3.38):

$$0 = P_{Gio}(1 + \lambda k_{Gi}) - P_{Lio} - \lambda(k_{Li}S_{\Delta base}\cos(\Psi_i)) - P_{Ti} \quad (3.42)$$

$$0 = Q_{Gio} - Q_{Lio} - \lambda(k_{Li}S_{\Delta base}\sin(\Psi_i)) - Q_{Ti} \quad (3.43)$$

Las siguientes ecuaciones se usan para calcular la potencia activa y reactiva para el flujo de potencia modificado.

$$P = \sum V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) + K\lambda \cos(\theta) \quad (3.44)$$

$$Q = \sum V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) + K\lambda \sin(\theta) \quad (3.45)$$

El conjunto anterior de ecuaciones no lineales se resuelven especificando un valor de λ tal que:

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{critico} \quad (3.46)$$

Donde $\lambda = 0$ representa la condición de carga base, y $\lambda = \lambda_{critico}$ representa la carga critica.

Al reformular las ecuaciones de flujo de potencia se denota todo el juego de ecuaciones como \mathbf{F} , como se muestra en la siguiente ecuación:

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (3.47)$$

3.6.2.1. Paso Predictivo

Se utiliza una aproximación lineal para estimar la solución siguiente para un cambio en una de las variables de estado, por ejemplo $(\theta, V \text{ o } \lambda)$, tomando las derivadas de ambos lados de la ecuación (3.47), con las variables de estado correspondientes a la solución inicial, resulta el siguiente conjunto de ecuaciones lineales:

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

Puesto que al insertar λ en las ecuaciones de flujo de potencia, agrego una variable desconocida, se necesita una ecuación más para resolver el sistema de ecuaciones anterior. La siguiente matriz muestra como queda la nueva matriz Jacobiana agregando el parámetro λ .

$$\left[\begin{array}{cc|c} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial \lambda} \\ \hline 0 & 0 & 1 \end{array} \right] \quad (3.49)$$

El vector columna que se agrega en la matriz Jacobiana se calcula derivando las ecuaciones (3.44) y (3.45) con respecto a λ .

$$\frac{\partial P}{\partial \lambda} = K \cos(\theta) \quad (3.50)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial \lambda} = K \sin(\theta) \quad (3.51)$$

Se fija uno de los componentes del vector tangente a $+1$ ó -1 , este componente es conocido como el parámetro de continuación. La ecuación (3.48) queda ahora de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\lambda \\ & e_k & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

Donde e_k es un vector de fila con todos los elementos iguales a 0 excepto el k -ésimo elemento (correspondiente al parámetro de continuación) siendo igual a uno.

Inicialmente el parámetro de carga λ se escoge como el parámetro de continuación y el componente correspondiente del vector tangente se fija en $(+1)$ durante los pasos predictores subsiguientes, el parámetro de continuación se escoge para que sea la variable de estado que tiene la mayor tasa de cambio cerca de la solución dada y el signo de la pendiente determina el signo del componente correspondiente del vector tangente, mientras se aproxima a la carga máxima, un voltaje será típicamente el parámetro con el cambio mayor. Una vez que el vector tangente es hallado, la predicción para la siguiente solución está dada por la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ V_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

Donde el subíndice (0) identifica los valores de las variables de estado al comienzo del paso predictivo. El tamaño del paso σ se escoge de modo que exista una solución de flujo de potencia con el parámetro de continuación especificado, sino se encuentra una solución para un tamaño de paso dado en el paso correctivo, el tamaño de paso se reduce y el paso correctivo se repite hasta que se obtenga una solución satisfactoria.

3.6.2.2. Paso correctivo

En este paso el conjunto de ecuaciones originales $F(\theta, V, \lambda)$, se aumenta por una ecuación que especifica la variable de estado seleccionado como parámetro de continuación, el nuevo conjunto de ecuaciones es el siguiente:

$$\begin{bmatrix} F(\theta, V, \lambda) \\ X_k - n \end{bmatrix} = [0] \quad (3.54)$$

Donde,

X_k = Es la variable de estado seleccionada como parámetro de continuación y n es igual al valor predicho de X_k . Este conjunto de ecuaciones se puede resolver usando el método de flujo de potencia Newton Raphson ligeramente modificado. La introducción de la ecuación adicional especificando X_k vuelve no singular la Jacobiana en el punto de operación crítico.

El análisis de flujo de continuación de potencia puede continuar mas allá del punto crítico y obtener así soluciones correspondientes a la porción inferior de la curva P-V.

La componente tangente de λ (por ejemplo $d\lambda$) es positiva para la porción superior de la curva P-V, es cero en el punto crítico y es negativa mas lejos del punto crítico, así el signo de λ indica si se alcanza o no el punto crítico. Si el parámetro de continuación es el incremento de carga, el correctivo será una línea vertical. Si por otro lado una magnitud de voltaje es el parámetro de continuación, el correctivo será una línea horizontal.

3.6.2.3. Selección del parámetro de continuación

La selección de parámetros de continuación apropiados es en particular importante para los pasos correctivos. Una mala escogencia del parámetro puede causar una solución divergente. Por ejemplo el uso de un parámetro de carga λ como parámetro de continuación en la región del punto crítico puede ocasionar que la solución diverja si el estimado excede la carga máxima. Por otro lado cuando la magnitud de voltaje se usa como parámetro de continuación la solución puede divergir si se usan pasos grandes en el cambio del voltaje. Una buena práctica es escoger el parámetro de continuación como la variable de estado que tiene la tasa de cambio más grande cerca de la solución dada. La ecuación (3.55) es utilizada para elegir el parámetro de continuación.

$$x_k = \max \{|t_1|, |t_2| \dots |t_m|\} \quad (3.55)$$

Donde,

t = Vector tangente.

k = Máxima componente del vector tangente.

3.6.2.4. Detección del Punto Crítico

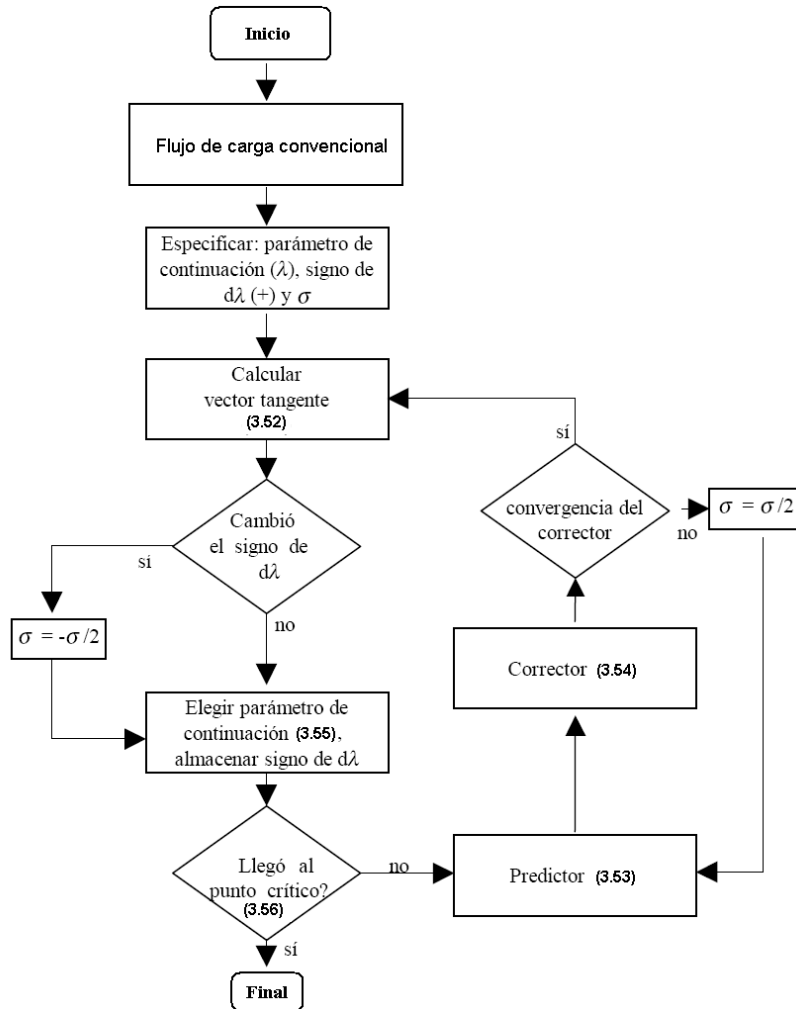
El comportamiento de la carga en el punto crítico es máxima pero pasado el punto critico empieza a disminuir, el vector tangente en el punto crítico es cero $d\lambda$ y es negativa cuando se encuentra debajo. Por lo cual es importante analizar el signo de $d\lambda$ luego de haber calculado el vector tangente el cual nos revelará si se ha pasado o no el punto

crítico.

Para la localización del punto crítico se debe especificar una precisión, por lo tanto después de analizar el signo de $d\lambda$ si este se paso del punto crítico se optará por usar para el predictor un tamaño de paso modificado. El σ que se debe utilizar debe ser menor en valor absoluto y con signo contrario al anterior. Con lo anterior se logra que cada vez que ocurra un cambio de signo de $d\lambda$, las soluciones siguientes oscilaran alrededor del punto crítico. Notando que los valores de $d\lambda$ se aproximan a cero se utiliza la siguiente ecuación como criterio de parada.

$$d\lambda = Precision \quad (3.56)$$

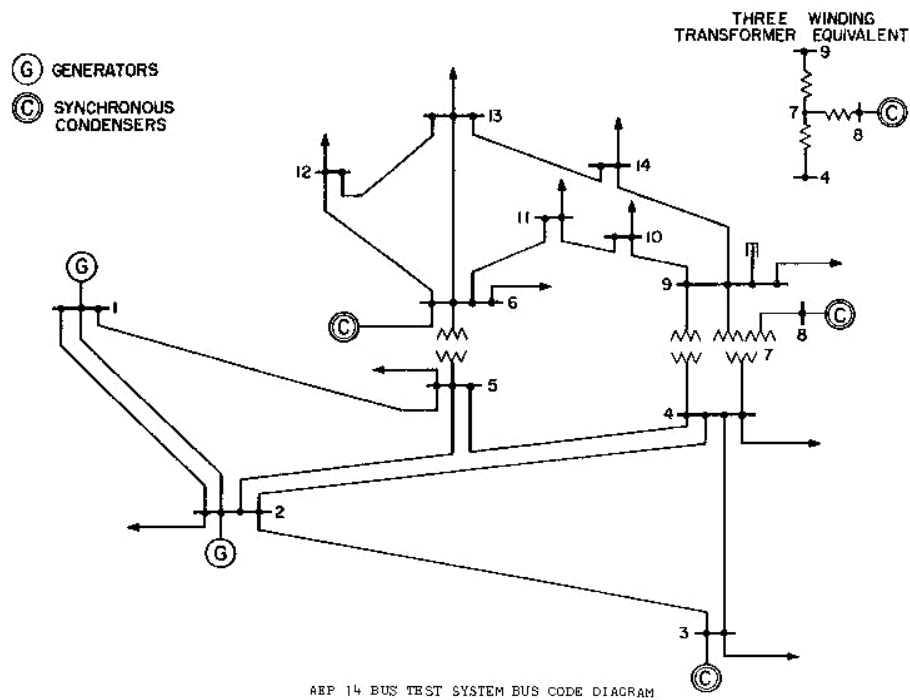
3.6.3. Algoritmo de la continuación



Gráfica 3.11: Algoritmo del Método de Continuación

ESTUDIO DE LOS MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Inicialmente se realizará para el sistema de prueba IEEE de 14 nodos (Fig.14) con los datos mostrados en las tablas 4.1 y 4.2.



Gráfica 4.1: Sistema IEEE de 14 nodos

Nodo inicial	Nodo final	Resistencia (p.u)	Reactancia (p.u)	Yshunt/2 (p.u)
1	2	0,01938	0,05917	0,0528
1	5	0,05403	0,22304	0,0492
2	3	0,04699	0,19797	0,0438
2	4	0,05811	0,17632	0,034
2	5	0,05695	0,17388	0,0346
3	4	0,06701	0,17103	0,0128
4	5	0,01335	0,04211	0
4	7	0	0,20912	0
4	9	0	0,55618	0
5	6	0	0,25202	0
6	11	0,09498	0,1989	0
6	12	0,12291	0,25581	0
6	13	0,06615	0,13027	0
7	8	0	0,17615	0
7	9	0	0,11001	0
9	10	0,03181	0,0845	0
9	14	0,12711	0,27038	0
10	11	0,08205	0,19207	0
12	13	0,22092	0,19988	0
13	14	0,17093	0,34802	0

Tabla 4.1: Datos de las lineas del sistema IEEE de 14 nodos

No.Nodo	Tipo de nodo	Pd(p.u)	Qd(p.u)	Pg(p.u)	Qgmin	Qgmax
1	1	0	0	2.326	0	0
2	2	0,217	0,127	0.400	-0.4000	0.50
3	2	0,942	0,19	0	0	0.40
4	3	0,478	-0,039	0	0	0
5	3	0,076	0,016	0	0	0
6	2	0,112	0,075	0	-0.0600	0.24
7	3	0	0	0	0	0
8	2	0	0	0	-0.0600	0.24
9	3	0,295	-0,04617	0	0	0
10	3	0,09	,058	0	0	0
11	3	0,035	0,018	0	0	0
12	3	0,061	0,016	0	0	0
13	3	0,135	0,058	0	0	0
14	3	0,149	0,05	0	0	0

Tabla 4.2: Datos de los nodos del sistema IEEE de 14 nodos

El tipo de nodo esta denotado de la siguiente forma:

1. Nodo Slack
2. Nodo Generador
3. Nodo de Carga

4.1. ANÁLISIS MODAL

El jacobiano completo que linealiza las ecuaciones del flujo de carga, esta dividido en cuatro submatrices, las cuales son:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Donde,

ΔP = Es el cambio incremental en el bus de la potencia real.

ΔQ = Es el cambio incremental en el bus de la inyección de potencia reactiva.

$\Delta \theta$ = Es el cambio incremental en el bus del ángulo de voltaje.

ΔV = Es el cambio incremental en el bus de la magnitud del voltaje.

La siguiente tabla muestra los resultados del flujo de carga:

Voltaje (p.u)	Ángulo(rad)	Pg(p.u)	Qg(p.u)
1,06	0	2,32602454	-0,14678056
1,045	-0,08696323	0,4	0,49186429
1,01	-0,2221264	0	0,27494994
1,011796424	-0,17749187	0	0
1,015438474	-0,15323776	0	0
1,07	-0,26161266	0	0,22142239
1,047990876	-0,24545987	0	0
1,09	-0,24545987	0	0,2599486
1,030741933	-0,28132762	0	0
1,0299446	-0,2827414	0	0
1,045980742	-0,27425561	0	0
1,053386579	-0,27734436	0	0
1,046522518	-0,27887686	0	0
1,019305181	-0,29818011	0	0

Tabla 4.3: Resultado del flujo de potencia del sistema IEEE de 14 nodos

Submatriz J_{11} de la matriz Jacobiana Completa

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	32,691	-5,162	-5,548	-5,618	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	-4,839	9,923	-5,084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	-5,225	-5,265	39,591	-21,993	0	-5,172	0	-1,934	0	0	0	0	0
5	-5,379	0	-22,334	36,648	-4,598	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	-4,598	19,706	0	0	0	0	-4,609	-3,606	-6,892	0
7	0	0	-5,172	0	0	21,47	-6,484	-9,812	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	-6,484	6,484	0	0	0	0	0	0
9	0	0	-1,934	0	0	-9,812	0	25,964	-11,009	0	0	0	-3,207
10	0	0	0	0	0	0	0	-10,998	15,724	-4,725	0	0	0
11	0	0	0	0	-4,554	0	0	0	-4,760	9,314	0	0	0
12	0	0	0	0	-3,552	0	0	0	0	0	6,038	-2,486	0
13	0	0	0	0	-6,772	0	0	0	0	0	-2,478	11,743	-2,492
14	0	0	0	0	0	0	0	-3,156	0	0	0	-2,445	5,602

Submatriz J_{12} de la matriz Jacobiana Completa

	4	5	7	9	10	11	12	13	14
2	-1,271	-1,414	0	0	0	0	0	0	0
3	-2,232	0	0	0	0	0	0	0	0
4	10,181	-7,449	0,335	0,014	0	0	0	0	0
5	-6,413	9,640	0	0	0	0	0	0	0
6	0	-0,492	0	0	0	-2,036	-1,579	-3,202	0
7	-0,348	0	1,72E-15	0,3416	0	0	0	0	0
9	-0,048	0	-0,335	5,220	-4,006	0	0	0	-1,414
10	0	0	0	-4,033	5,868	-1,975	0	0	0
11	0	0	0	0	-1,928	3,978	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	4,171	-2,618	0
13	0	0	0	0	0	0	-2,608	6,908	-1,142
14	0	0	0	-1,503	0	0	0	-1,204	2,464

Submatriz J_{21} de la matriz Jacobiana Completa

$$\begin{array}{c}
 4 \\
 5 \\
 7 \\
 9 \\
 10 \\
 11 \\
 12 \\
 13 \\
 14
 \end{array}
 \begin{pmatrix}
 \begin{array}{cccccccccccc}
 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 \\
 2,264 & 1,796 & -11,258 & 7,564 & 0 & -0,352 & -0,014 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 2,166 & 0 & 6,488 & -9,941 & -0,500 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0,352 & 0 & 0 & 1,77E-15 & -0,352 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0,049 & 0 & 0 & 0,352 & -5,970 & 4,126 & 0 & 0 & 0 & 1,442 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 4,157 & -6,224 & 2,066 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 2,245 & 0 & 0 & 1,985 & -4,231 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 1,776 & 0 & 0 & 0 & 0 & -4,516 & 2,740 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 3,587 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2,747 & -7,500 & 1,164 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1,549 & 0 & 0 & 0 & 1,260 & -2,809
 \end{array}
 \end{pmatrix}$$

Submatriz J_{22} de la matriz Jacobiana Completa

$$\begin{array}{c}
 4 \\
 5 \\
 7 \\
 9 \\
 10 \\
 11 \\
 12 \\
 13 \\
 14
 \end{array}
 \begin{pmatrix}
 \begin{array}{ccccccccc}
 4 & 5 & 7 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 \\
 39,051 & -21,658 & -4,935 & -1,877 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 -22,073 & 36,060 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 -5,112 & 0 & 20,487 & -9,520 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 -1,911 & 0 & -9,363 & 24,867 & -10,689 & 0 & 0 & 0 & -3,146 \\
 0 & 0 & 0 & -10,67 & 15,154 & -4,518 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & -4,621 & 8,870 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 5,702 & -2,376 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -2,352 & 11,110 & -2,445 \\
 0 & 0 & 0 & -3,062 & 0 & 0 & 0 & -2,336 & 5,398
 \end{array}
 \end{pmatrix}$$

Al calcular la matriz Jacobiana reducida J_R utilizando la ecuación (3.11) se obtiene:

$$\begin{pmatrix}
 \begin{array}{ccccccccc}
 42,4038 & -24,1475 & -4,9185 & -1,6471 & -0,0003 & 0,0027 & -0,0217 & 0,0027 & -0,0089 \\
 -23,8042 & 38,8009 & -0,0349 & -0,2381 & -0,0241 & -0,0145 & 0,0230 & -0,0414 & -0,0162 \\
 -5,1509 & 0,0176 & 20,4703 & -9,4911 & 9,41E-5 & 0,0005 & -0,0036 & 0,0006 & -0,0013 \\
 -1,7986 & -0,0993 & -9,4047 & 26,8421 & -12,1910 & -0,0019 & 0,0262 & -0,0075 & -3,7747 \\
 0,0111 & -0,0097 & -0,0029 & -12,2108 & 17,4825 & -5,3831 & -0,0027 & 0,0025 & 0,0003 \\
 0,0144 & -0,0125 & -0,0038 & -0,0201 & -5,4312 & 10,6800 & -0,0035 & 0,0032 & 0,0004 \\
 -0,0126 & 0,0110 & 0,0033 & 0,0317 & -0,0015 & -0,0011 & 8,9070 & -4,8212 & 0,0038 \\
 0,0195 & -0,0170 & -0,0052 & -0,0489 & 0,0023 & 0,0017 & -4,8008 & 15,7795 & -2,9853 \\
 0,0028 & -0,0024 & -0,0007 & -3,8076 & 0,0003 & 0,0002 & 0,0024 & -2,9587 & 6,6343
 \end{array}
 \end{pmatrix}$$

Para realizar el análisis del sistema se observan los autovalores y autovectores de la matriz jacobiana reducida del flujo de carga, la cual representa las sensibilidades de potencia reactiva con relación a la magnitud de tensión. Los autovalores identifican diferentes modos a través de los cuales el sistema se vuelve inestable y los autovectores proporcionan información relacionada con los factores que contribuyen a la inestabilidad como nodos, líneas y áreas críticas del sistema.

El cálculo de los valores y vectores propios del sistema IEEE de 14 nodos es hallado usando la función de Matlab $\text{eig}(JR)$.

Valores propios de la matriz J_R

$$\begin{pmatrix} \text{Eig1}J_R & 64,956 \\ \text{Eig2}J_R & 39,209 \\ \text{Eig3}J_R & 21,697 \\ \text{Eig4}J_R & 18,845 \\ \text{Eig5}J_R & 16,256 \\ \text{Eig6}J_R & 2,695 \\ \text{Eig7}J_R & 5,523 \\ \text{Eig8}J_R & 7,596 \\ \text{Eig9}J_R & 11,210 \\ \text{Eig10}J_R & 1 \\ \text{Eig11}J_R & 1 \\ \text{Eig12}J_R & 1 \\ \text{Eig13}J_R & 1 \\ \text{Eig14}J_R & 1 \end{pmatrix}$$

Matriz de Vectores propios derechos de la matriz J_R

$$\begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 4 \\ 5 \\ 7 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \end{matrix} & \begin{pmatrix} -0,7370 & 0,0072 & 0,2793 & -0,0204 & 0,5288 & 0,0895 & -0,0481 & -0,0023 & 0,2913 \\ 0,6705 & -0,0260 & 0,387 & -0,0220 & 0,5563 & 0,0630 & -0,0359 & -0,0016 & 0,2541 \\ 0,0826 & 0,3946 & -0,7040 & 0,0087 & 0,1533 & 0,2631 & -0,1286 & -0,0053 & 0,4915 \\ 0,0139 & -0,7836 & -0,0598 & 0,0128 & -0,2178 & 0,4442 & -0,1768 & -0,0058 & 0,3219 \\ -0,0039 & 0,4617 & 0,4682 & 0,0703 & -0,4104 & 0,4882 & -0,3439 & -0,1892 & 0,0626 \\ 3,0034\text{E-}5 & -0,0873 & -0,2305 & -0,0462 & 0,4006 & 0,3332 & -0,3628 & -0,3339 & -0,6574 \\ 0,0003 & 0,0008 & 0,0037 & -0,4243 & -0,0452 & 0,1382 & 0,5717 & -0,6841 & 0,1007 \\ -0,0005 & -0,0103 & -0,0106 & 0,8746 & 0,0675 & 0,1813 & 0,4006 & -0,1854 & -0,0458 \\ -0,0009 & 0,0924 & 0,0172 & -0,2160 & 0,0654 & 0,5656 & 0,4595 & 0,5916 & -0,2382 \end{pmatrix} \end{matrix}$$

Matriz de Vectores propios izquierdos de la matriz J_R

$$\begin{matrix} & 4 & 5 & 7 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \end{matrix} & \left(\begin{array}{ccccccccc} -0,7324 & 0,6762 & 0,0786 & 0,0087 & -0,0025 & 3,89E-5 & 0,0006 & -0,0006 & -0,0006 \\ 0,0038 & -0,0249 & 0,3925 & -0,7847 & 0,4618 & -0,0870 & 0,0010 & -0,0114 & 0,0919 \\ 0,2855 & 0,4036 & -0,6960 & -0,0600 & 0,4642 & -0,2273 & 0,0066 & -0,0169 & 0,0178 \\ -0,0183 & -0,0212 & 0,0143 & 0,0115 & 0,0626 & -0,0410 & -0,4230 & 0,8757 & -0,2177 \\ 0,5325 & 0,5694 & 0,1472 & -0,2147 & -0,4033 & 0,3883 & -0,0482 & 0,0729 & 0,0601 \\ 0,0915 & 0,0626 & 0,2624 & 0,4475 & 0,4905 & 0,3308 & 0,1360 & 0,1779 & 0,5641 \\ -0,0509 & -0,0376 & -0,1298 & -0,1793 & -0,3479 & -0,3633 & 0,5670 & 0,3995 & 0,4612 \\ -0,0024 & -0,0018 & -0,0054 & -0,0062 & -0,1914 & -0,3343 & -0,6799 & -0,1850 & 0,5957 \\ 0,3009 & 0,2638 & 0,4881 & 0,3226 & 0,0635 & -0,6520 & 0,0993 & -0,0460 & -0,2377 \end{array} \right) \end{matrix}$$

En el vector de valores propios obtenidos de la matriz J_R se observa que todos los valores son positivos y en consecuencia el sistema es estable. Por otra parte se puede observar que los 5 valores iguales a 1 corresponden a los generadores los cuales tienen control sobre los reactivos. Respecto a los nodos de carga, se puede notar que el menor valor lo posee $Eig6J_R$, lo cual implica que es el más cercano a la inestabilidad.

4.1.1. Factor de participación de nodos

Los factores de participación de nodos indican la contribución del i-esimo valor propio a la sensibilidad VQ del nodo k. Entre mas grande sea el factor de participación del nodo, mayor es la contribución a la inestabilidad de tensión, además este factor nos brinda información de los nodos a los cuales hay que hacerles acciones correctivas para mejorar la respuesta del sistema.

El factor de participación de los nodos se calcula con la ecuación (3.21).

Donde,

ξ = es la matriz de Vectores propios derechos de la matriz J_R

η = es la matriz de Vectores propios izquierdos de la matriz J_R

El siguiente cálculo muestra el factor de participación del modo 1 respecto al nodo 4.

$$FNP_{41} = \xi_{41} * \eta_{14} = -0,7371 * -0,7325 = 0,5399 \quad (4.2)$$

A continuación se muestran los factores de participación para los 14 nodos del sistema.

Modo	Bus1	Bus2	Bus3	Bus4	Bus5
1	0	0	0	0.5399	0.45350
2	0	0	0	3,00E-05	0.00065
3	0	0	0	0.07978	0.15621
4	0	0	0	0.00038	0.00047
5	0	0	0	0.28162	0.31681
6	0	0	0	0.00820	0.00395
7	0	0	0	0.00245	0.00135
8	0	0	0	1,00E-05	0
9	0	0	0	0.08766	0.06706
10	1	0	0	0	0
11	0	1	0	0	0
12	0	0	1	0	0
13	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0

Modo	Bus6	Bus7	Bus8	Bus9	Bus10
1	0	0.00649	0	0.00012	1e-005
2	0	0.15492	0	0.61491	0.21326
3	0	0.49011	0	0.00360	0.21737
4	0	0.00013	0	0.00015	0.00441
5	0	0.02258	0	0.04677	0.16557
6	0	0.06907	0	0.19882	0.23950
7	0	0.01671	0	0.03173	0.11967
8	0	3e-005	0	4e-005	0.03622
9	0	0.23996	0	0.10387	0.00398
10	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0
13	1	0	0	0	0
14	0	0	1	0	0

Modo	Bus11	Bus12	Bus13	Bus14
1	0	0	0	0
2	0.00760	0	0.00012	0.00851
3	0.05241	2e-005	0.00018	0.00031
4	0.00190	0.17954	0.76599	0.04704
5	0.15560	0.00218	0.00493	0.00393
6	0.11026	0.01882	0.03228	0.31911
7	0.13186	0.32418	0.16007	0.21197
8	0.11166	0.46524	0.03432	0.35249
9	0.42871	0.01001	0.00211	0.05665
10	0	0	0	0
11	0	0	0	0
12	0	0	0	0
13	0	0	0	0
14	0	0	0	0

Tabla 4.4: Factores de participación de los nodos del sistema IEEE de 14 nodos

Se puede observar que los modos propensos a la no estabilidad son el 6, 7 y 8. Estos modos nos proporcionan información de las 3 barras mas criticas del sistema, identificando cuales son las que tienen mayor factor de participación. Es importante verificar que para el modo 6 las barras que tienen mayor factor de participación son las 14, 10 y 9, para el

modo 7 las barras 12, 14 y 13, y para el modo 8 las barras 12, 14 y 11. Observando el comportamiento de las barras en cada modo, se puede concluir que las más críticas son la 14, 12 y 10.

Teniendo en cuenta que el valor propio mas bajo fue el correspondiente al Modo6, se determina que el nodo 14 es el que mas contribuye a la inestabilidad de tensión del sistema, con esta información se deben tomar las medidas necesarias para solucionar el problema.

4.1.2. Factor de participación de ramas

El factor de participación de ramas indica para cada modo cual rama consume mayor número de reactivos cuando se incrementa la carga reactiva. Las líneas con factores de participación altos son aquellas que causan que el modo sea débil.

Para determinar los factores de participación de las ramas (**FPR**) lo primero que se hace es correr un flujo de carga para obtener los voltajes y los ángulos (Tabla 4.3)

Teniendo los voltajes y los ángulos se calculan los flujos de potencia reactiva por las líneas mediante (4.3).

$$Q_{km} = -(b_{km} + bshunt_{km})V_k^2 + b_{km}V_kV_m\cos(\theta_{km}) - g_{km}V_kV_m\sin(\theta_{km}) \quad (4.3)$$

Donde,

$$g_{km} = \frac{R_{km}}{R_{km}^2 + X_{km}^2} \quad (4.4)$$

$$b_{km} = \frac{X_{km}}{R_{km}^2 + X_{km}^2} \quad (4.5)$$

Q_{km} = Potencia reactiva de envío del nodo k hacia el nodo m.

R_{km} = Resistencia de la linea entre los nodos k y m.

X_{km} = Reactancia de la linea entre los nodos k y m.

θ_{km} = Angulo del nodo k menos el del nodo m.

$bshunt$ = Efecto capacitivo de la linea.

Flujos de potencia reactiva positivos por las lineas (tabla 4.5).

En segunda instancia se toma el ultimo jacobiano encontrado en el flujo de potencia y se calcula la matriz Jacobiana reducida, a partir de la ecuación (3.11) y retomando el J_R anteriormente calculado se realiza una variación incremental de potencia reactiva de

Nodo k	Nodo m	Q(p.u)
2	1	0.2768
5	1	0.0050
3	2	0.0161
2	4	0.0181
3	4	0.0689
7	4	0.1974
9	4	0.0308
2	5	0.0344
4	5	0.0909
6	5	0.2757
8	7	0.2599
7	9	0.1706
9	10	0.0027
11	10	0.0568
6	11	0.0779
6	12	0.0298
6	13	0.0944
12	13	0.0121
9	14	0.0109
13	14	0.0430

Tabla 4.5: Flujos de potencia reactiva positiva de las líneas para el estado 1 del sistema

0.01 p.u. para el nodo 4, el cual corresponde a un nodo de carga.

$$\Delta Q = \begin{bmatrix} 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \\ \mathbf{0,01} \\ 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \\ 0,00 \end{bmatrix}$$

Este cambio incremental de potencia reactiva trae como consecuencia la variación de los voltajes en cada una de las barras de la red, y utilizando la ecuación (3.12) se hallan las variaciones de voltaje:

$$\Delta V = \begin{bmatrix} 0,0000 \\ 0,0000 \\ 0,0000 \\ 0,4064 \\ 0,2507 \\ 0,0000 \\ 0,1818 \\ 0,0000 \\ 0,1719 \\ 0,1423 \\ 0,0725 \\ 0,0132 \\ 0,0251 \\ 0,1098 \end{bmatrix}$$

Una vez obtenido los valores de ΔV y las matrices J_{11} y J_{12} se procede a calcular $\Delta\theta$ con la ecuación (3.22).

$$\Delta\theta = \begin{bmatrix} 0,0000 \\ 0,1131 \\ 0,5125 \\ -0,8916 \\ -0,4832 \\ -0,0642 \\ -0,6609 \\ -0,6609 \\ -0,6236 \\ -0,5306 \\ -0,3177 \\ -0,0803 \\ -0,1469 \\ -0,3831 \end{bmatrix}$$

El paso a seguir es la actualización de los voltajes y ángulos con los resultados anteriormente calculados $\Delta\theta$ y ΔV , para llevar a cabo esta operación se hace uso de las ecuaciones (4.6) y (4.7).

$$\theta_{actualizado} = \theta_{inicial} + \Delta\theta \quad (4.6)$$

$$V_{actualizado} = V_{inicial} + \Delta V \quad (4.7)$$

En la tabla siguiente se muestran los voltajes y ángulos actualizados para cada una de las barras de la red.

Voltaje actualizado	Angulo actualizado
1,06000000	0.000000000
1,04500000	-0,086951924
1,01000000	-0,222075153
1,01220281	-0,177581036
1,01568919	-0,153286086
1,07000000	-0,261619081
1,04817263	-0,245525964
1,09000000	-0,245525964
1,03091384	-0,281389978
1,03008690	-0,282794462
1,04605323	-0,274287374
1,05339974	-0,277352393
1,04654762	-0,278891548
1,01941497	-0,298218421

Tabla 4.6: Voltajes y ángulos actualizados

Usando los voltajes y ángulos actualizados se calculan los flujos de potencia reactiva por las líneas, en la tabla (4.7) se muestran los flujos de potencia reactiva positivos por las líneas para el estado 2 del sistema y luego procede a calcular el valor absoluto de la diferencia de los flujos de potencia reactiva para los dos estados del sistema anteriormente

mencionados ver tabla (4.8).

Nodo k	Nodo m	Q(p.u)
2	1	0.2767
5	1	0.0061
3	2	0.0160
2	4	0.0157
3	4	0.0665
7	4	0.1963
9	4	0.0304
2	5	0.0330
4	5	0.0947
6	5	0.2745
8	7	0.2588
7	9	0.1708
9	10	0.0030
11	10	0.0565
6	11	0.0776
6	12	0.0298
6	13	0.0942
12	13	0.0120
9	14	0.0112
13	14	0.0428

Tabla 4.7: Flujos de potencia reactiva positiva de las lineas para el estado 2 del sistema

Nodo k	Nodo m	Diferencia (Dif_Q)
2	1	0.0001
5	1	0.0012
3	2	0.0001
2	4	0.0024
3	4	0.0024
7	4	0.0011
9	4	0.0004
2	5	0.0015
4	5	0.0038
6	5	0.0012
8	7	0.0011
7	9	0.0001
9	10	0.0004
11	10	0.0004
6	11	0.0004
6	12	0.0000
6	13	0.0002
12	13	0.0000
9	14	0.0002
13	14	0.0002

Tabla 4.8: Diferencia de flujos de potencia reactiva entre los dos estados

De la tabla anterior se obtiene el mayor valor denominado como ($Dif_{Q_{max}}$), el cual es $Linea_{45}$ con un valor de 0.0038. Finalmente para calcular el factor de participación de las ramas se utiliza la ecuación (3.24).

Los factores de participación de las ramas del sistema IEEE de 14 nodos son:

Nodo k	Nodo m	FPR
2	1	0.0209
5	1	0.3063
3	2	0.0197
2	4	0.6226
3	4	0.6230
7	4	0.2958
9	4	0.1176
2	5	0.3890
4	5	1.0000
6	5	0.3054
8	7	0.2970
7	9	0.0325
9	10	0.0936
11	10	0.0957
6	11	0.0986
6	12	0.0126
6	13	0.0510
12	13	0.0123
9	14	0.0602
13	14	0.0618

Tabla 4.9: Factores de participación de las ramas del sistema IEEE de 14 nodos

Como se puede observar la *Linea*₄₅ es la de mas alto factor de participación por lo tanto es la rama que consume más potencia reactiva debido a un incremento de carga reactiva, esto tambien implica que es la rama que mas aporta para que el modo sea debil.

4.1.3. Factor de participación de los generadores

El factor de participación de los generadores indica para cada modo cual generador entrega mayor potencia reactiva en respuesta a un incremento de reactivos en las carga.

El procedimiento para calcular el factor de participación de los generadores (**FPG**) es muy similar al de las ramas solo que la diferencia se realiza con la potencia reactiva generada, teniendo en cuenta que:

$$Q_{Generada} = Q_{Inyectada} + Q_{Demandada} \quad (4.8)$$

Para calcular la $Q_{Inyectada}$ se realiza el siguiente procedimiento:

Utilizando los voltajes anteriormente calculados para los dos estados se procede a obtener sus respectivas corrientes netas inyectadas.

Nodo	Corrientes estado 1	Corrientes estado 2
1	2.1944 + 0.1385i	2.1943 + 0.1395i
2	0.1441 - 0.3630i	0.1445 - 0.3593i
3	-0.9283 + 0.1234i	-0.9278 + 0.1257i
4	-0.4580 + 0.1223i	-0.4596 + 0.1126i
5	-0.0716 + 0.0270i	-0.0715 + 0.0270i
6	-0.1365 - 0.1051i	-0.1361 - 0.1035i
7	0.0000 - 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
8	-0.0580 - 0.2313i	-0.0577 - 0.2303i
9	-0.2302 + 0.2342i	-0.2302 + 0.2342i
10	-0.0682 + 0.0785i	-0.0682 + 0.0784i
11	-0.0276 + 0.0256i	-0.0275 + 0.0256i
12	-0.0515 + 0.0305i	-0.0515 + 0.0305i
13	-0.1088 + 0.0888i	-0.1088 + 0.0888i
14	-0.1253 + 0.0898i	-0.1253 + 0.0898i

Tabla 4.10: Corrientes para los 2 estados del sistema

El paso a seguir es calcular la potencia reactiva neta inyectada en los nodos del sistema utilizando la ecuación (4.9), para cada estado del sistema:

$$S_{potencia\ aparente} = V_{voltaje} \cdot I_{corriente}^* \quad (4.9)$$

De los resultados anteriores se utiliza únicamente la potencia reactiva inyectada como se indica en el siguiente cuadro:

Nodo	Estado1	Estado2
1	-0,14678056	-0,147907812
2	0,36486429	0,360974912
3	0,08494994	0,082516102
4	-0,0400000	-0,029995804
5	-0,0160000	-0,016000068
6	0,14642239	0,144651706
7	1,4665E-15	-2,21869E-09
8	0,25994860	0,258823912
9	-0,1660000	-0,165999985
10	-0,0580000	-0,058000001
11	-0,0180000	-0,018000003
12	-0,0160000	-0,016000000
13	-0,0580000	-0,058000002
14	-0,0500000	-0,050000003

Tabla 4.11: Potencia reactiva inyectada para los 2 estados del sistema

Una vez obtenida la potencia reactiva inyectada se calcula la potencia reactiva generada.

La siguiente tabla muestra la potencia reactiva generada (Q_G) en los nodos de generación y los nodos que contienen condensadores sincronos para los dos estados.

Nodo	Q_G Estado 1	Q_G Estado 2
1	-0.1468	-0.1479
2	0.4919	0.4880
3	0.2749	0.2725
6	0.2214	0.2197
8	0.2599	0.2588

Tabla 4.12: Potencia reactiva generada en el sistema

Se calcula la diferencia de la potencia reactiva generada (Dif_{QG}) entre los 2 estados del sistema.

Nodo	Dif_{QG}
1	0.0011
2	0.0039
3	0.0024
6	0.0018
8	0.0011

Tabla 4.13: Diferencia de la potencia reactiva generada entre los 2 estados del sistema

De la tabla (4.13) se extrae el mayor valor ($maxDif_{QG}$) el cual corresponde al generador del nodo 2. Finalmente se utiliza la ecuación (3.26) para hallar el factor de participación de los generadores tabla (4.14).

Nodo	FPG
1	0.2898
2	1.000
3	0.6258
6	0.4553
8	0.2892

Tabla 4.14: Factores de participación de los generadores y condensadores sincronos

Cabe aclarar que los nodos 3, 6 y 8 no son generadores pero inyectan reactivos al sistema ya que son condensadores síncronos por lo cual son tomados en cuenta para el análisis, se puede observar que el mayor (**FPG**) lo tiene el generador 2 lo cual indica que ante un eventual incremento de la carga reactiva es el generador mas importante en la estabilidad para el modo.

4.2. ANÁLISIS DEL MÉTODO DE LAS CURVAS Q-V

Para aplicar la metodología de las curvas Q-V en el sistema 14 IEEE, se desarrolló el siguiente pocedimiento.

En primera instancia se corre un flujo de carga para la red en consideración para obtener las condiciones de operación del sistema. Para el sistema de 14 barras de la IEEE se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla (4.3) calculados en el método de análisis modal.

Mediante el análisis modal se obtuvo que las barras criticas o barras con menor margen de reactivos son 14, 12 y 10. Una vez identificadas estas barras se elije la barra a la cual se desea realizar la curva Q-V, generalmente para la barra mas critica que en este caso es la barra 14, para ello se introduce un capacitor síncrono ficticio con sus límites abiertos, o simplemente se transforma la barra a una tipo P-V.

En el condensador síncrono se fija el voltaje inicial de operación obtenido por el flujo de carga (Voltaje barra 14 = 1.0193 p.u) y luego se empieza a disminuir con la siguiente relación:

$$V_{i+1} = Voltaje_i - Paso \quad (4.10)$$

Donde,

$Voltaje_i$ = voltaje de operación inicial.

$Paso$ = constante para disminuir el voltaje.

V_{i+1} = voltaje nuevo del condensador síncrono.

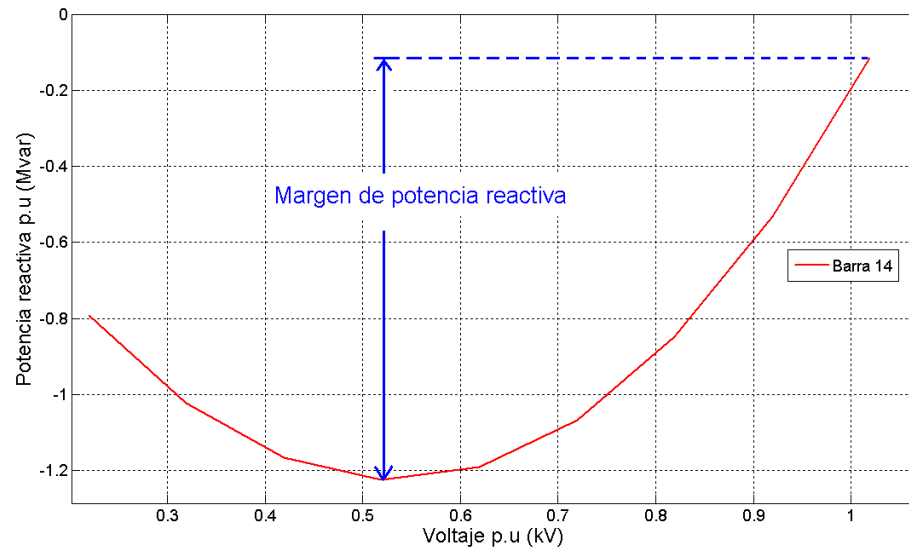
En el capacitor síncrono se varía la tensión de salida en pequeños pasos, usualmente en pasos de 0.01 p.u o menos. Para esta nueva condición del sistema se corre un flujo de potencia y se guarda los valores de la tensión (**V**) de la barra de seguimiento y la potencia reactiva suministrada por el generador síncrono ficticio (**Q**). Seguidamente se varía la tensión de salida y se corre flujos de potencia cuantas veces sea necesario para obtener los suficientes puntos para trazar la curva Q-V.

Para efectos de cálculo y visualización de resultados, se usara un paso en el voltaje de 0.1 p.u, lo que implica que el valor de (**V**) tendra una disminución entre 1.0193 y 0.2193. La tabla (4.15) muestra la potencia reactiva obtenida para cada reducción de voltaje.

Finalmente se traza la grafica de las curvas Q-V con los puntos obtenidos anteriormente, en el eje de las abscisas los puntos de V y en eje de las ordenadas los puntos de Q. Para el análisis de la barra 14 del sistema en consideración gráfica 4.2.

Voltaje(p.u)	Potencia reactiva(p.u)
1.0193	-0.1151
0.9193	-0.5312
0.8193	-0.8477
0.7193	-1.0673
0.6193	-1.1922
0.5193	-1.2247
0.4193	-1.1672
0.3193	-1.0219
0.2193	-0.7913

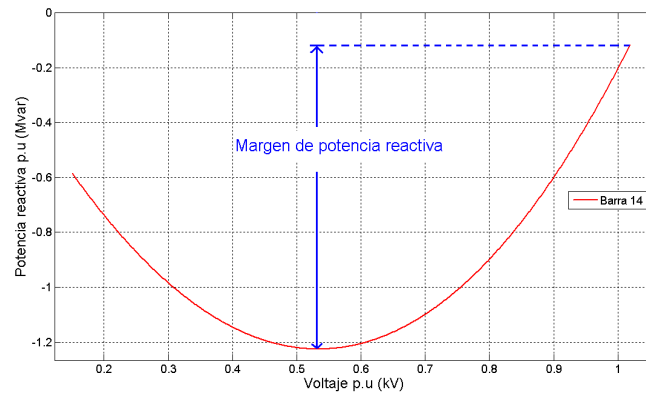
Tabla 4.15: Potencia reactiva Vs voltaje



Gráfica 4.2: Curva Q-V barra 14 con un paso de 0.1 p.u

Una vez trazada la curva Q-V para la barra que se está analizando se procede a calcular el margen de potencia reactiva, el cual se calcula haciendo la diferencia entre el punto mas bajo de la curva y el punto de operación que para este caso sería $1.2247 - 0.1151 = 1.1096$ p.u.

Es importante aclarar que el valor del paso influye de manera considerable en los resultados obtenidos. Entre mas pequeño sea el valor del paso se obtiene mayor numero de puntos para trazar la grafica y en consecuencia una mejor visualización de los resultados. En la gráfica (4.3) se muestra la curva Q-V para la barra 14, pero con un paso de 0.001 p.u, donde es evidente una mayor aproximación de los resultados.



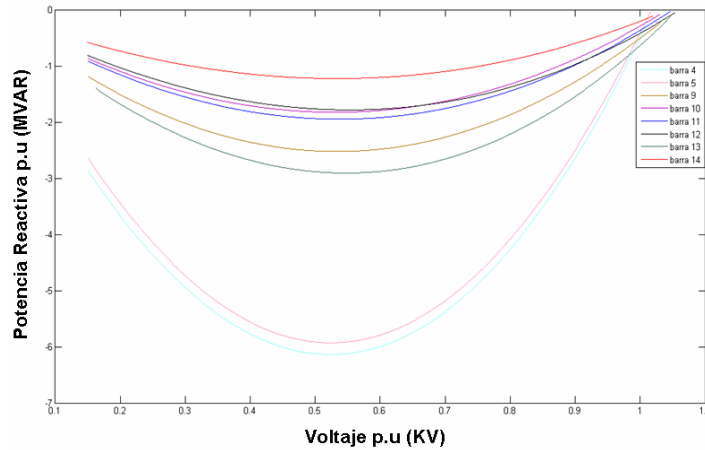
Gráfica 4.3: Curva Q-V barra 14 con un paso de 0.001 p.u

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos al realizar las simulaciones con dos pasos de diferente valor, en donde se puede verificar la aproximación de los resultados.

Paso (p.u)	No. Elementos de V	Margen de reactivos (p.u)	Voltaje (p.u)
0,1	9	1.1096	0.5193
0,001	870	1.1106	0.5333

Tabla 4.16: Potencia reactiva Vs voltaje

Finalmente se muestra las gráficas Q-V de las barras PQ del sistema que esta siendo analizado, en ellas se puede ver cuales barras tienen mayores márgenes de reactivos y cuales están próximos a la inestabilidad o al colapso de tensión.



Gráfica 4.4: Curvas Q-V para el sistema IEEE de 14 nodos

En la tabla (4.17) se puede observar los márgenes de potencia reactiva para cada una de las barras y se puede verificar que la barra mas critica del sistema corresponde a la

número 14, donde el margen de reactivos es el mas pequeño con un valor de 1.1106 p.u y es el que mas próximo esta a la inestabilidad. Por otra parte se puede ver que la barra que mayor margen de reactivos posee es la número 4, con un valor de 5,9098 p.u.

MARGEN DE POTENCIA REACTIVA (P.U)	BARRA
5,9098	4
5,8854	5
2,2924	9
1,7391	10
1,9162	11
1,7291	12
2,7794	13
1,1106	14

Tabla 4.17: Margenes de potencia reactiva del sistema IEEE de 14 nodos

Con este análisis se puede tomar las medidas necesarias en los nodos mas críticos del sistema para prevenir una inestabilidad y en consecuencia un colapso de tensión.

4.3. ANÁLISIS DEL MÉTODO DE LAS CURVAS P-V

El primer paso es correr un flujo de potencia para obtener el punto de operación del sistema, ver tabla (4.3). A partir de este punto de operación se consideran sucesivos aumentos de carga en incrementos iguales en una única barra, en algunas, o en todo el sistema.

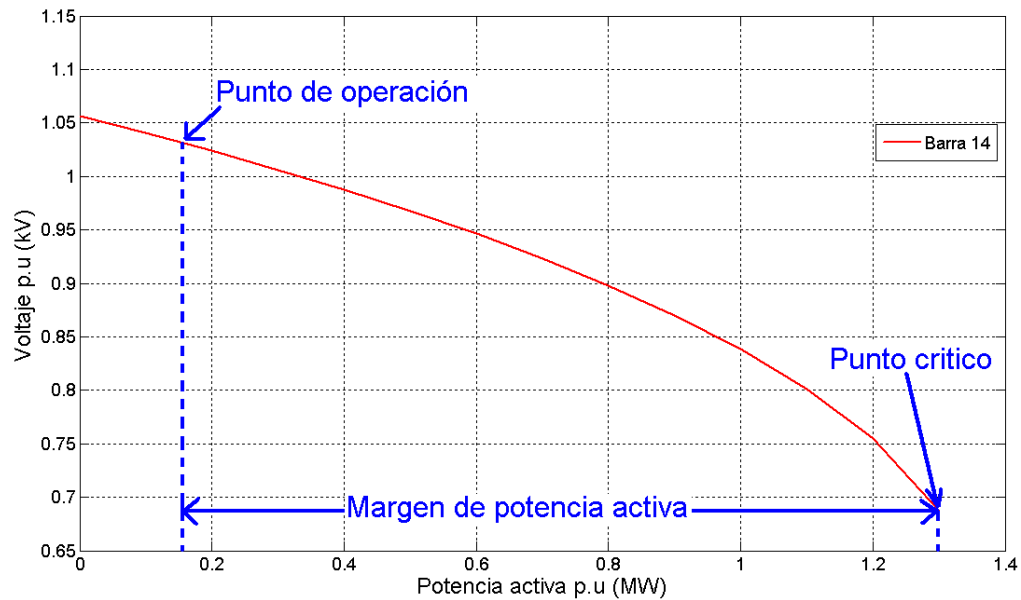
Para el sistema en consideración se aumentara la carga en la barra 14 con un factor de potencia constante. Después de cada incremento de carga el estado de operación del sistema es actualizado a través de la resolución de un nuevo problema de flujo de potencia. Para la ilustración del método se usara un incremento de 0.1 p.u, la tabla (4.18) muestra las variaciones de potencia realizadas y los respectivos voltajes obtenidos de los flujos de carga. Los valores de la tabla fueron obtenidos con un factor de potencia constante.

Para la construcción de la grafica se guardan los valores de los voltajes obtenidos y se grafican los puntos de los incrementos de potencia activa contra voltaje. El procedimiento descrito anteriormente es interrumpido cuando el algoritmo de cálculo de flujo de potencia por el método de Newton no converge.

Potencia activa (p.u)	Voltaje (p.u)
0.0000	1.0560
0.1000	1.0403
0.2000	1.0237
0.3000	1.0062
0.4000	0.9877
0.5000	0.9678
0.6000	0.9465
0.7000	0.9235
0.8000	0.8982
0.9000	0.8702
1.0000	0.8384
1.1000	0.8012
1.2000	0.7548
1.3000	0.6874

Tabla 4.18: Datos de la curva P-V

La curva P-V de la barra 14 del sistema IEEE de 14 nodos es la siguiente:



Gráfica 4.5: Curva P-V de la barra 14 del sistema IEEE de 14 nodos

La distancia, en MW o en porcentaje, desde el punto de operación hasta el punto de máximo cargamento, representa el margen de estabilidad del sistema para una dirección escogida de un aumento de carga.

El margen de distancia al colapso en MW se halla con la siguiente relación:

$$\Delta P = P_{max} - P_O \quad (4.11)$$

Donde,

P_{max} = Punto crítico.

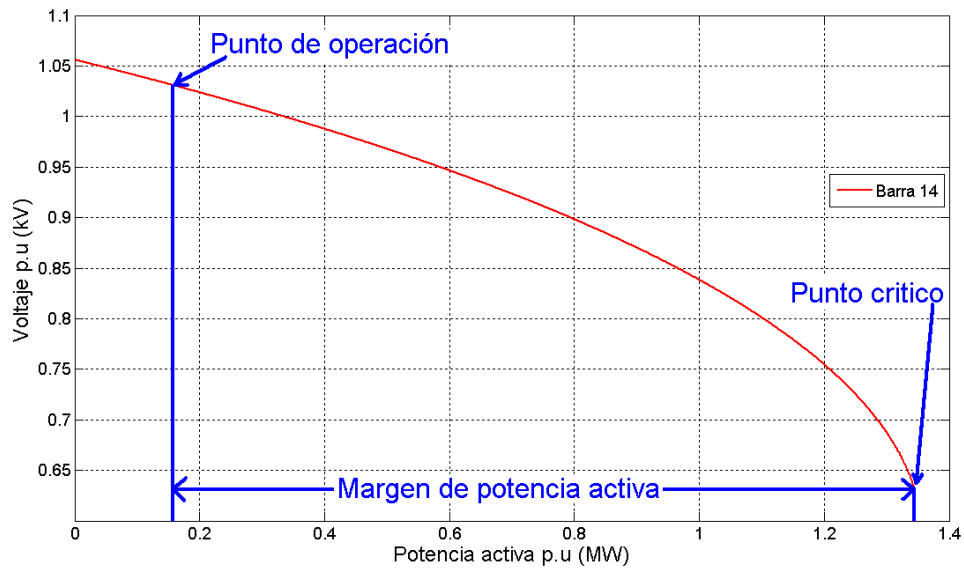
P_0 = Potencia activa en el punto de operación.

Para el anterior análisis se muestran los resultados en el siguiente cuadro.

Potencia de operación (p.u)	Pmáx (p.u)	Margen de potencia activa (p.u)
0.1490	1.3	1.1510

Tabla 4.19: Datos de la curva P-V

La siguiente gráfica fue construida con un paso de 0.001, en consecuencia se tiene una mayor exactitud en los resultados.



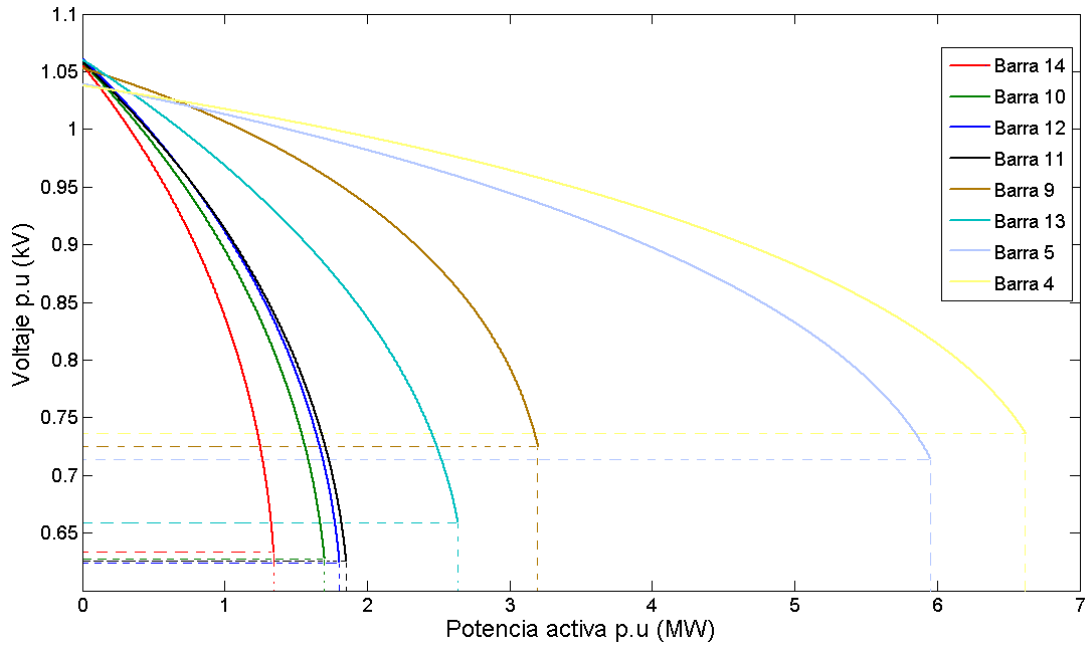
Gráfica 4.6: Curva P-V barra 14

En la tabla se muestra el margen de potencia activa.

Potencia de operación (p.u)	Pmáx (p.u)	Margen de potencia activa (p.u)
0.1490	1.3440	1.195

Tabla 4.20: Margen de potencia activa

La gráfica (4.7) muestra las curvas P-V para las barras de carga del sistema IEEE de 14 nodos.



Gráfica 4.7: Curvas P-V barras de carga del sistema IEEE de 14 barras

En la tabla (4.21) se especifican los voltajes iniciales de operación (V_o), potencia activa inicial de la carga (P_o), la mayor potencia activa de la carga ($P_{m\acute{a}x}$) y (V_c) el cual corresponde al voltaje en el punto critico y por último se encuentra el margen de potencia activa ΔP .

Barra	P_o (p.u)	V_o (p.u)	P . máx (p.u)	V_c (p.u)	$\Delta P = P_{m\acute{a}x} - P_o$
14	0,1490	1,0193	1,3440	0,6337	1,1950
10	0,0900	1,0299	1,6200	0,6327	1,5300
12	0,0610	1,0534	1,7700	0,6601	1,7090
11	0,0350	1,0460	1,8000	0,6445	1,7650
9	0,2950	1,0307	2,4200	0,6699	2,1250
13	0,1350	1,0465	2,5900	0,6801	2,4550
5	0,0760	1,0154	5,8100	0,7087	5,7340
4	0,4780	1,0118	6,5100	0,7292	6,0320

Tabla 4.21: Margen de potencia activa

Fácilmente se puede comprobar en los resultados anteriores que la barra con mayor margen de potencia activa es la número 4 y la barra con menor margen es la numero 14.

4.4. ANÁLISIS DEL MÉTODO DE LA CONTINUACIÓN

Es un método cuya principal característica es evitar la singularidad de la matriz Jacobiana, lo cual es logrado con la modificación de las ecuaciones de flujo de potencia.

El método utiliza la predicción y corrección para encontrar la curva que satisface las ecuaciones de flujo de potencia las cuales se han modificado para agregar el parámetro de carga, el procedimiento para construir las curvas utilizando el flujo de potencia continuado es el siguiente.

Este método parte de una solución base la cual es obtenida corriendo un flujo de potencia para el sistema IEEE de 14 nodos (Ver tabla 4.3).

Tomando estos valores iniciales y ordenándolos nos queda:

$$[\theta_{inicial}] = \begin{bmatrix} -0,0870 \\ -0,2221 \\ -0,1775 \\ -0,1532 \\ -0,2616 \\ -0,2455 \\ -0,2455 \\ -0,2813 \\ -0,2827 \\ -0,2743 \\ -0,2773 \\ -0,2789 \\ -0,2982 \end{bmatrix} \quad [V_{inicial}] = \begin{bmatrix} 1,0118 \\ 1,0154 \\ 1,0480 \\ 1,0307 \\ 1,0299 \\ 1,0460 \\ 1,0534 \\ 1,0465 \\ 1,0193 \end{bmatrix} \quad [\lambda_{inicial}] = [0] \quad (4.12)$$

El siguiente paso es especificar el parámetro de continuación λ , el signo de $d\lambda$ y σ ; Se tomo un $K=0.01$, $\sigma=0.5$ y el signo de $d\lambda$ positivo.

El siguiente vector columna corresponde al vector que se debe agregar al Jacobiano, el cual es hallado usando las ecuaciones (3.50) y (3.51).

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \lambda} \\ \vdots \\ \frac{\partial Q}{\partial \lambda} \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0086 \\ 0,0098 \\ 0,0100 \\ 0,0098 \\ 0,0083 \\ 0,0100 \\ 0,0100 \\ 0,0087 \\ 0,0084 \\ 0,0089 \\ 0,0097 \\ 0,0092 \\ 0,0095 \\ 0,0008 \\ 0,0021 \\ 0 \\ 0,0049 \\ 0,0054 \\ 0,0046 \\ 0,0025 \\ 0,0039 \\ 0,0032 \\ 1,0000 \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Luego de tener el Jacobiano nuevo se debe calcular el vector tangente para ello se debe crear un vector columna de zeros y en el K -esimo elemento debe ser un 1 recordando que esta posición puede variar dependiendo del parametro de continuación que se este usando para el caso inicial usualmente es λ como se indica en la ecuación (3.52).

El vector tangente para el sistema IEEE de 14 nodos es:

$$\begin{bmatrix} d\theta \\ \vdots \\ dV \\ \vdots \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,0052 \\ -0,0092 \\ -0,0102 \\ -0,0093 \\ -0,0180 \\ -0,0164 \\ -0,0179 \\ -0,0176 \\ -0,0183 \\ -0,0187 \\ -0,0195 \\ -0,0191 \\ -0,0195 \\ -0,0020 \\ -0,0020 \\ -0,0018 \\ -0,0026 \\ -0,0030 \\ -0,0024 \\ -0,0018 \\ -0,0017 \\ -0,0034 \\ 1,0000 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Seguido del cálculo del vector tangente se observa el signo de $d\lambda$ si este ha cambiado se reduce el sigma con la siguiente expresión:

$$\sigma = -\frac{\sigma}{2} \quad (4.15)$$

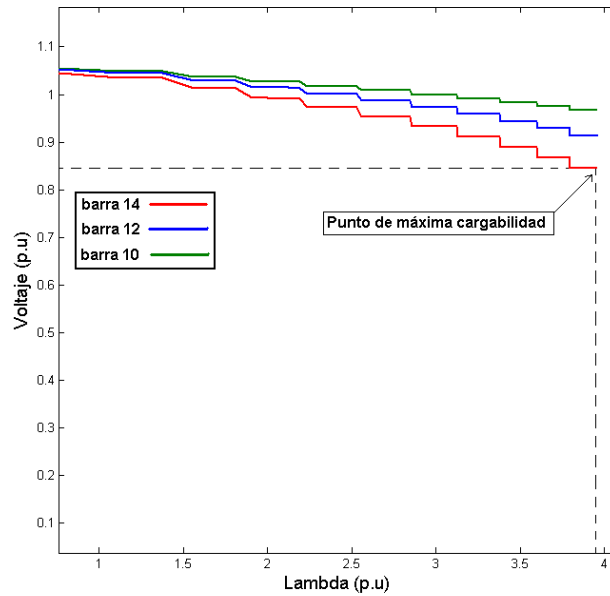
Si el signo no cambia se deja igual y se continua con la elección del parámetro de continuación (ecuación 3.56), el programa termina con la precisión especificada de lo contrario utiliza la ecuación (3.53) para calcular el predictor. El vector predictor se calcula para el sistema IEEE de 14 nodos.

$$\begin{bmatrix} \theta \\ \vdots \\ V \\ \vdots \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,0896 \\ -0,2267 \\ -0,1826 \\ -0,1579 \\ -0,2706 \\ -0,2536 \\ -0,2544 \\ -0,2901 \\ -0,2919 \\ -0,2836 \\ -0,2871 \\ -0,2884 \\ -0,3079 \\ 1,0108 \\ 1,0145 \\ 1,0471 \\ 1,0294 \\ 1,0284 \\ 1,0448 \\ 1,0525 \\ 1,0457 \\ 1,0176 \\ 0,5000 \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Seguido se calcula el corrector utilizando la ecuación (3.54), se verifica la convergencia del corrector y si esta no se cumple se aplica la ecuación (4.17) hasta que se cumpla con la convergencia.

$$\begin{bmatrix} \theta \\ \vdots \\ V \\ \vdots \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,0256 \\ -0,0374 \\ -0,0546 \\ -0,0516 \\ -0,1144 \\ -0,1107 \\ -0,1219 \\ -0,1253 \\ -0,1268 \\ -0,1241 \\ -0,1246 \\ -0,1230 \\ -0,1306 \\ 1,0284 \\ 1,0298 \\ 1,0631 \\ 1,0541 \\ 1,0497 \\ 1,0528 \\ 1,0554 \\ 1,0568 \\ 1,0457 \\ 0,7500 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Se vuelve a calcular el vector tangente reiniciando el ciclo, se van almacenando los valores de λ , θ y V corregidos hasta alcanzar el punto de máxima cargabilidad del sistema, la siguiente gráfica muestra las curvas para las barras críticas (14,12,10).



Gráfica 4.8: Curvas del método continuado de las barras críticas del sistema IEEE de 14 nodos

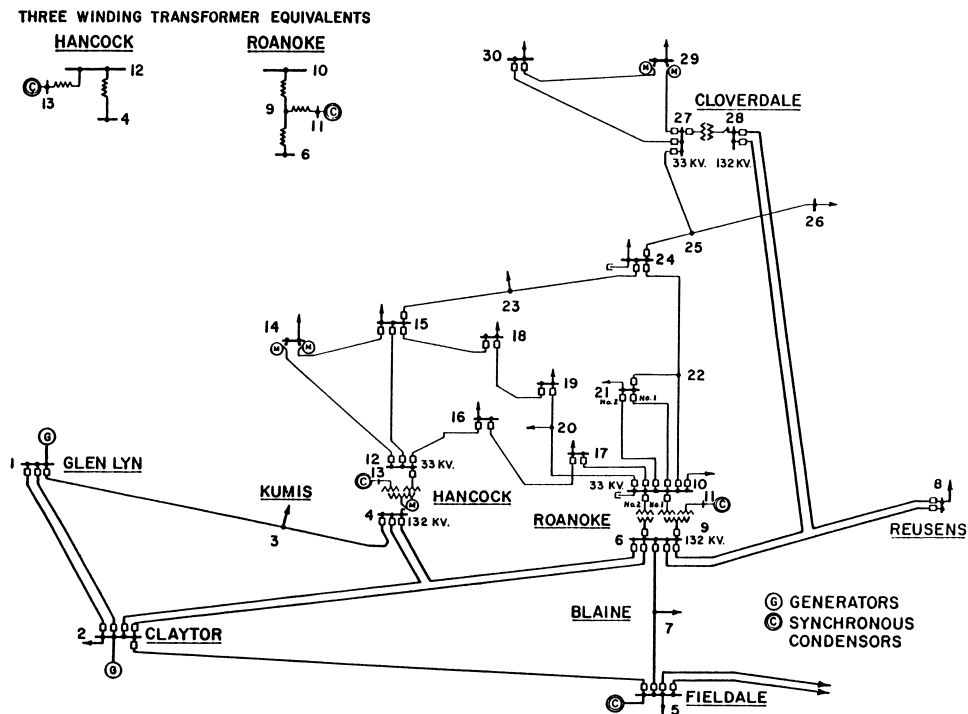
La gráfica (4.9) muestra las curvas para las barras 14,12 y 10 que corresponden a las barras críticas del sistema IEEE de 14 nodos, la tabla (4.22) muestra los valores donde ocurre la inestabilidad de tensión de las barras analizadas.

Barra	Voltaje (p.u)	lamda (p.u)
14	0,8462	3,9597
10	0,9148	3,9597
12	0,9693	3,9597

Tabla 4.22: Resultado del flujo de potencia continuado aplicado a las barras criticas del sistema IEEE de 14 nodos

MÉTODOLOGIAS APLICADAS AL SISTEMA IEEE DE 30 BARRAS

El segundo sistema de prueba a analizar es el IEEE de 30 nodos (gráfica 4.13) con los datos mostrados en las tablas (5.1) y (5.2).



Gráfica 5.1: Sistema IEEE de 30 nodos

Nodo inicial	Nodo final	Resistencia (p.u)	Reactancia (p.u)	Yshunt/2 (p.u)
1	2	0,0192	0,0575	0,0528
1	3	0,0452	0,1652	0,0408
2	4	0,057	0,1737	0,0368
3	4	0,0132	0,0379	0,0084
2	5	0,0472	0,1983	0,0418
2	6	0,0581	0,1763	0,0374
4	6	0,0119	0,0414	0,009
5	7	0,046	0,116	0,0204
6	7	0,0267	0,082	0,017
6	8	0,012	0,042	0,009
6	9	0	0,208	0
6	10	0	0,556	0
9	11	0	0,208	0
9	10	0	0,11	0
4	12	0	0,256	0
12	13	0	0,14	0
12	14	0,1231	0,2559	0
12	15	0,0662	0,1304	0
12	16	0,0945	0,1987	0
14	15	0,221	0,1997	0
16	17	0,0524	0,1923	0
15	18	0,1073	0,2185	0
18	19	0,0639	0,1292	0
19	20	0,034	0,068	0
10	20	0,0936	0,209	0
10	17	0,0324	0,0845	0
10	21	0,0348	0,0749	0
10	22	0,0727	0,1499	0
21	22	0,0116	0,0236	0
15	23	0,1	0,202	0
22	24	0,115	0,179	0
23	24	0,132	0,27	0
24	25	0,1885	0,3292	0
25	26	0,2544	0,38	0
25	27	0,1093	0,2087	0
28	27	0	0,396	0
27	29	0,2198	0,4153	0
27	30	0,3202	0,6027	0
29	30	0,2399	0,4533	0
8	28	0,0636	0,2	0,0428
6	28	0,0169	0,0599	0,013

Tabla 5.1: Datos de las líneas del sistema IEEE de 30 nodos

No.Nodo	Tipo de nodo	Pd(p.u)	Qd(p.u)	Pg	(Qmax)	(Qmin)
1	1	2,2204E-16	0	2.6020	0	0
2	2	0,217	0,127	0.4	0.5	-0.4000
3	3	0,024	0,012	0	0	0
4	3	0,076	0,016	0	0	0
5	2	0,942	0,19	0	0.4000	-0.4000
6	3	2,2204E-16	0	0	0	0
7	3	0,228	0,109	0	0	0
8	2	0,3	0,3	0	0.4000	-0.1000
9	3	2,2204E-16	0	0	0	0
10	3	0,058	0,02	0	0	0
11	2	2,2204E-16	0	0	0.2400	-0.0600
12	3	0,112	0,075	0	0	0
13	2	2,2204E-16	0	0	0.2400	-0.0600
14	3	0,062	0,016	0	0	0
15	3	0,082	0,025	0	0	0
16	3	0,035	0,018	0	0	0
17	3	0,09	0,058	0	0	0
18	3	0,032	0,009	0	0	0
19	3	0,095	0,034	0	0	0
20	3	0,022	0,007	0	0	0
21	3	0,175	0,112	0	0	0
22	3	2,2204E-16	0	0	0	0
23	3	0,032	0,016	0	0	0
24	3	0,087	0,067	0	0	0
25	3	2,2204E-16	0	0	0	0
26	3	0,035	0,023	0	0	0
27	3	2,2204E-16	0	0	0	0
28	3	2,2204E-16	0	0	0	0
29	3	0,024	0,009	0	0	0
30	3	0,106	0,019	0	0	0

Tabla 5.2: Datos de los nodos del sistema IEEE de 30 nodos

Flujo de carga para el sistema IEEE de 30 nodos:

Voltaje (p.u)	Ángulo(rad)	Pg(p.u)	Qg(p.u)
1,06	0	2,6095181	-0,16526518
1,043	-0,09337501	0,4	0,49564753
1,02071023	-0,13146328	-1,249E-15	-1,4641E-15
1,01172599	-0,16204537	6,8556E-15	3,237E-15
1,01	-0,24726269	-1,1102E-15	0,36935969
1,0102307	-0,19312748	2,3932E-15	-4,1251E-15
1,00236128	-0,22455644	1,5266E-15	3,7331E-15
1,01	-0,20620274	5,5511E-16	0,37218644
1,05089648	-0,24626252	1,134E-15	1,6398E-15
1,04510917	-0,2740265	-3,1225E-16	-1,0235E-15
1,082	-0,24626252	5,4817E-16	0,16179809
1,05710377	-0,26082437	-1,138E-15	-1,7902E-15
1,071	-0,26082437	6,0021E-16	0,10630617
1,04226445	-0,27639582	6,1756E-16	1,0617E-15
1,03766582	-0,27800047	6,9389E-17	-3,2231E-15
1,04437326	-0,27100085	7,2164E-16	-6,5919E-17
1,03988475	-0,27684895	-3,0531E-16	1,707E-15
1,02813607	-0,28872284	2,0747E-15	2,786E-15
1,02563454	-0,29175538	0	1,131E-15
1,02972	-0,28832469	-9,4022E-16	-3,446E-15
1,0327082	-0,28175356	-9,6589E-15	-2,0373E-14
1,03323948	-0,28150509	4,4507E-15	1,2087E-14
1,02716465	-0,28481978	9,7838E-16	2,8449E-16
1,02156468	-0,28790226	-1,0825E-15	2,498E-16
1,01731791	-0,28043499	1,0003E-15	3,473E-15
0,99964027	-0,28775969	7,9797E-16	2,3939E-16
1,02322845	-0,27128284	3,653E-16	1,3134E-15
1,00679669	-0,20401659	0	0
1,00338906	-0,29275028	-1,9429E-16	-7,4593E-16
0,99191424	-0,30815915	6,9389E-16	1,7347E-16

Tabla 5.3: Resultado del flujo de potencia del sistema IEEE de 30 nodos

CAPÍTULO 5. MÉTODOLOGÍAS APLICADAS AL SISTEMA IEEE DE 30 BARRAS91

modo	bus11	bus12	bus13	bus14	bus15	bus16	bus17	bus18	bus19	bus20
1	0	0,00057	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0,00024	0	0	0,00004
3	0	0,00629	0	0,00002	0,00019	0,00004	0,00013	0	0	0,00003
4	0	0	0	0	0	0,00078	0,0677	0,00009	0,00313	0,01722
5	0	0,02644	0	0,00003	0,03082	0,00046	0,00248	0,06688	0,51973	0,33806
6	0	0,59704	0	0,00064	0,27765	0,03068	0,00344	0,00205	0,03362	0,03085
7	0	0,02078	0	0,01044	0,03494	0,00581	0,00142	0,00538	0,00018	0,00151
8	0	0,17055	0	0,09912	0,37749	0,05441	0,02597	0,05766	0,00137	0,0163
9	0	0,02247	0	0,00806	0,00593	0,0472	0,26771	0,00271	0	0,00076
10	0	0,00633	0	0,00484	0,00681	0,04393	0,1704	0,00563	0,0002	0,00183
11	0	0,02068	0	0,01524	0,01537	0,00153	0,03824	0,01379	0,0001	0,00419
12	0	0,00336	0	0,00008	0,00131	0,04607	0,0897	0,00277	0,00237	0,00228
13	0	0,00389	0	0,00838	0,01145	0,00826	0,01187	0,01707	0,01849	0,01782
14	0	0,01795	0	0,04217	0,04846	0,03851	0,04733	0,10389	0,11563	0,10511
15	0	0,00132	0	0,0035	0,00314	0,0025	0,00216	0,0129	0,01484	0,01234
16	0	0,00614	0	0,00293	0,01692	0,04284	0,04261	0,01118	0,00903	0,01257
17	0	0,00249	0	0,04437	0,03004	0,00055	0,00373	0,51788	0,04009	0,25113
18	0	0,00223	0	0,02472	0,00178	0,01516	0,00099	0,00001	0,00061	0,00044
19	0	0,0002	0	0,00341	0,0056	0,04713	0,07114	0,17087	0,18118	0,10763
20	0	0,0502	0	0,31352	0,12947	0,00161	0,02832	0,0001	0,05049	0,0761
21	0	0,03373	0	0,08081	0,00131	0,2565	0,08927	0,00396	0,00607	0,00324
22	0	0,0029	0	0,00671	0,00001	0,02377	0,00506	0	0,00001	0,00001
23	0	0,00426	0	0,00831	0,00116	0,04076	0,00223	0,0006	0,00127	0,00054
24	0	0,00019	0	0,3227	0,00015	0,29151	0,02788	0,00457	0,00158	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0

modo	bus21	bus22	bus23	bus24	bus25	bus26	bus27	bus28	bus29	bus30
1	0,00003	0	0	0	0	0	0,00001	0,02587	0	0
2	0,51418	0,47239	0	0,00196	0	0	0	0	0	0
3	0,00003	0,0002	0	0	0	0	0,00006	0,03498	0	0
4	0,01522	0,07385	0,00001	0,00114	0	0	0,00001	0,00015	0	0
5	0,00113	0,00192	0,00091	0,00003	0	0	0	0	0	0
6	0,00006	0,00005	0,01083	0,0004	0	0	0,00001	0,00009	0	0
7	0,00167	0,00136	0,00781	0,00683	0,01233	0,00021	0,04981	0,6095	0,00075	0,00025
8	0,00336	0,00273	0,05929	0,0127	0,00003	0	0,00273	0,06768	0,00004	0,00001
9	0,00081	0,00056	0,00364	0,00506	0,00296	0,00007	0,00276	0,00327	0,00006	0,00002
10	0,04033	0,03455	0,00415	0,08346	0,04759	0,0012	0,03438	0,01464	0,0008	0,00025
11	0,06648	0,05404	0,01001	0,17294	0,05472	0,00156	0,0067	0,05927	0,00018	0,00006
12	0,02638	0,03519	0,00548	0,04101	0,29085	0,01024	0,23912	0,01928	0,00804	0,00229
13	0,0181	0,01949	0,02456	0,04045	0,10644	0,17139	0,10453	0,00264	0,19012	0,20713
14	0,04844	0,0475	0,05169	0,02987	0,00179	0,00518	0,02322	0	0,09899	0,11725
15	0,00054	0,00031	0,00011	0,00316	0,05684	0,6215	0,00102	0,00008	0,1099	0,15174
16	0,00889	0,00208	0,08467	0,32176	0,02511	0,00138	0,19925	0,00001	0,01089	0,00256
17	0,015	0,01734	0,06063	0,00661	0,00068	0,00004	0,00415	0,00016	0,00024	0,00005
18	0,00078	0,00172	0,02576	0,02545	0,0323	0,00297	0,00906	0,14385	0,00095	0,00016
19	0,09757	0,10101	0,01853	0,08378	0,00568	0,03865	0,00104	0,00063	0,00082	0,00237
20	0,04785	0,04087	0,19486	0,00532	0,00064	0,00206	0,00014	0,00001	0,00005	0,00023
21	0,00092	0,00344	0,13908	0,14202	0,07809	0,06375	0,03585	0,00011	0,00094	0,04951
22	0,00226	0,00301	0,02976	0,01275	0,00749	0,00384	0,03298	0,00177	0,40028	0,46562
23	0,01555	0,01583	0,09591	0,00287	0,27642	0,07596	0,25306	0,0146	0,17691	0,0005
24	0,07443	0,07057	0,17232	0,00043	0,00003	0	0,00011	0,0014	0,00003	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 5.4: Factores de participación de los nodos del sistema IEEE de 30 barras

Analizando los modos mas debiles hallados anteriormente se encuentra que las barras mas criticas del sistema son 30, 29 y 26.

Factor de participación de las ramas del sistema:

Nodo k	Nodo m	FPR
2	1	0.0075
3	1	0.0832
5	2	0.0033
6	2	0.0870
1	3	0.0856
4	3	0.0824
2	4	0.0978
6	4	0.0260
12	4	0.2198
2	5	0.0007
2	6	0.0884
7	6	0.0752
8	6	0.3739
9	6	0.2918
10	6	0.2392
5	7	0.0773
11	9	0.3586
9	10	0.6143
13	12	0.4984
12	14	0.1038
12	15	0.4137
14	15	0.1017
12	16	0.1487
10	17	0.1468
16	17	0.1467
15	18	0.5208
18	19	0.5168
20	19	0.5181
10	20	1.0000
10	21	0.0452
22	21	0.0448
10	22	0.0294
15	23	0.0134
22	24	0.0739
23	24	0.0135
24	25	0.0963
27	25	0.0961
25	26	0.0001
27	28	0.1064
27	29	0.0003
27	30	0.0003
29	30	0.0001

Tabla 5.5: Factores de participación de las ramas del sistema IEEE de 30 nodos

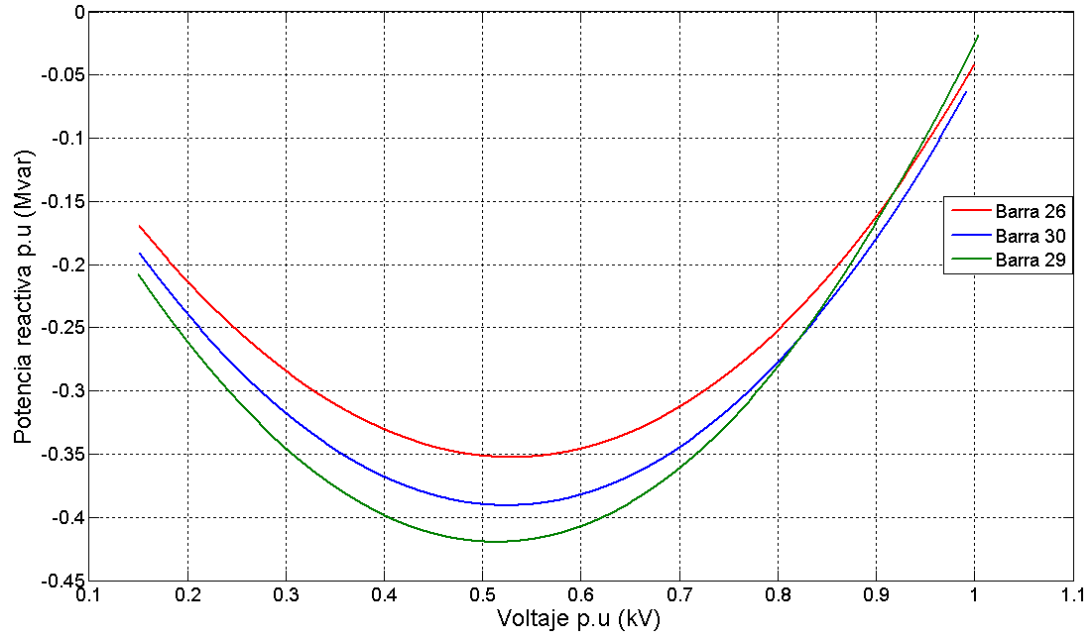
En la tabla 5.5 se puede observar que la $Lineas_{10-20}$ es la que tiene mayor factor de participación, por lo tanto es la rama que mas aporta a la inestabilidad del sistema
Factor de participación de los generadores:

Generador	FPG
1	0,1633
2	0,3871
5	0,1618
8	0,9187
11	0,7194
13	1

Tabla 5.6: Factores de participación de los generadores del sistema IEEE de 30 barras

El generador número 13 es el que tiene mayor factor de participación, lo cual inidica que es el que entrega mayor potencia reactiva en respuesta a un incremento de reactivos en la carga.

Método de las curvas Q-V para las barras 26, 29 y 30.



Gráfica 5.2: Curvas Q-V barras críticas del sistema IEEE de 30 barras

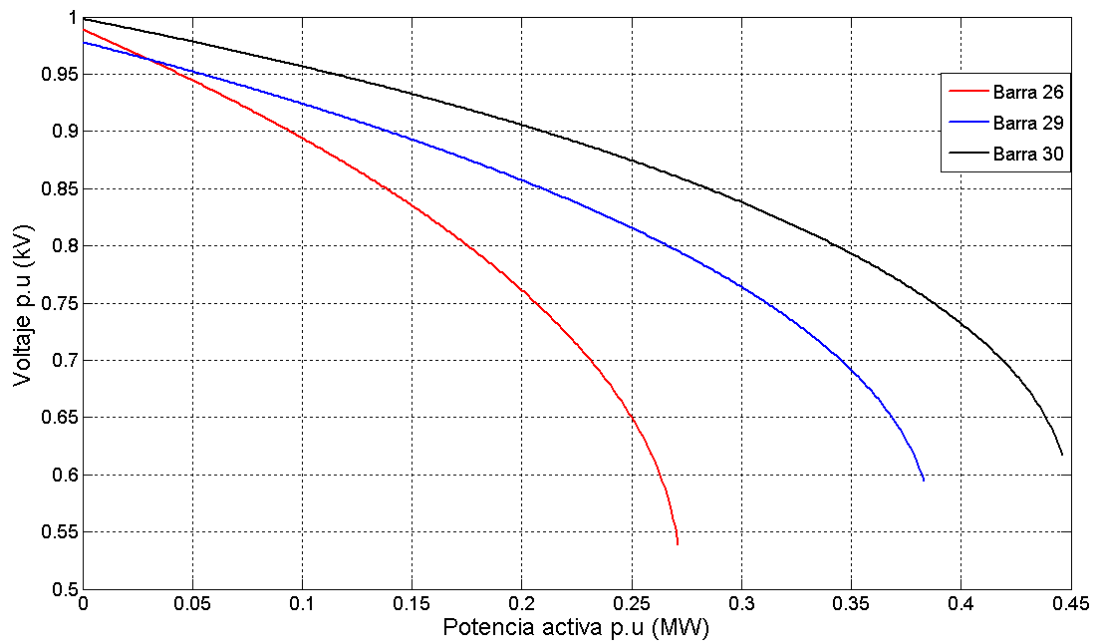
En la gráfica 5.2 se muestran las barras mas criticas del sistema, resultado obtenido con el análisis modal.

La tabla 5.7 visualiza los márgenes de las barras 26, 29 y 30, donde se concluye que las barras 26 es la que tiene menor margen de reactivos.

Barra	Margen de reactivos (p.u)	Voltaje (p.u)
26	0,3526	0,5296
30	0,3906	0,5239
29	0,4196	0,5134

Tabla 5.7: Margen de reactivos sistema IEEE de 30 barras

Método P-V para las barras críticas 26, 29 y 30.



Gráfica 5.3: Curvas P-V para las barras más críticas del sistema IEEE 30 nodos

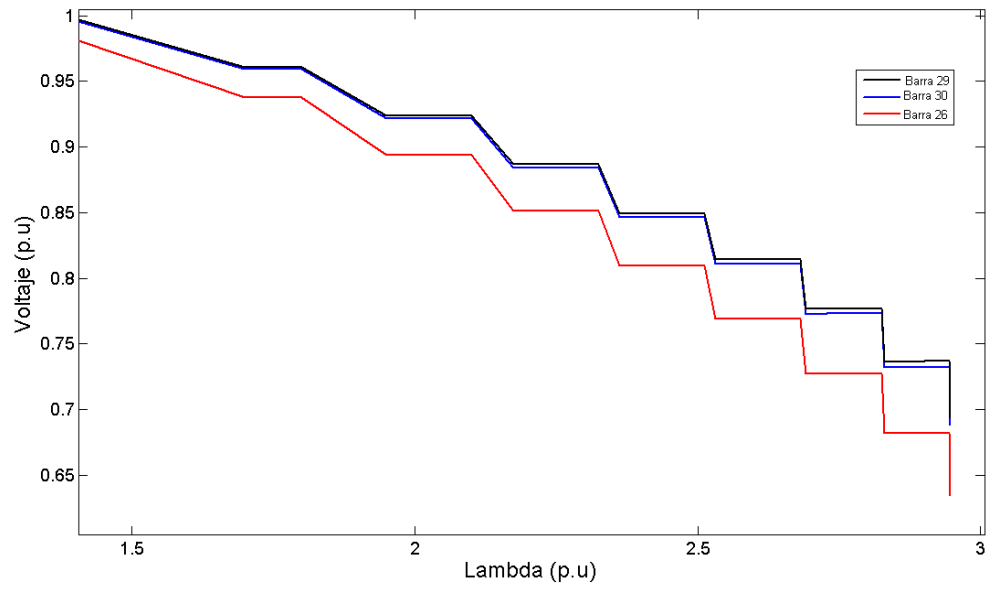
La tabla 5.8 muestra los valores del margen de potencia activa para las barras más críticas del sistema, donde se determina que la barra 26 es la que tiene el menor margen de potencia activa.

Margen de potencia activa para las barras (26, 29, 30).

Barra	Po. (p.u)	Vo. (p.u)	P. máx (p.u)	Vc. (p.u)	$\Delta P = P_{\text{máx}} - P_o$
26	0,035	0,9996	0,271	0,5387	0,236
29	0,024	1,0033	0,383	0,5947	0,359
30	0,106	0,9919	0,446	0,6174	0,34

Tabla 5.8: Margen de potencia activa

Método de flujo de potencia continuado aplicado a las barras 26, 29, y 30.



Gráfica 5.4: Método de la continuación para las barras críticas

La tabla 5.9 muestra los resultados del flujo de potencia continuado donde se identifican las barras 26, 29 y 30 como las mas cercanas a la inestabilidad.

Barra	Voltaje (p.u)	lambda(p.u)
26	0,6342	2,9453
30	0,6884	2,9453
29	0,6934	2,9453

Tabla 5.9: Resultado del flujo de potencia continuado aplicado a las barras críticas del sistema IEEE de 30 barras

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MÉTODOS

6.1. Ventajas y Desventajas del Método de Análisis Modal

- El uso de las técnicas de análisis modal permite identificar áreas, ramas, generadores y barras críticas en relación a la estabilidad de tensión para un caso base de un sistema de potencia.
- Los factores de participación brindan información acerca de cuales de los elementos del sistema de potencia tienen mayor incidencia en una condición de inestabilidad de tensión.
- En método de análisis modal es eficiente con respecto al tiempo de cómputo.
- Dentro de las desventajas del método se encuentra que no es un método directo, ya que brinda índices de estabilidad de tensión, es decir una aproximación a la inestabilidad, y no un valor numérico exacto del punto de colapso de tensión.

6.2. Ventajas y Desventajas del Método de las Curvas Q-V

- La convergencia no es normalmente un problema, aun en el lado izquierdo "inestable" de la curva.
- Con la automatización de la serie de casos el método es rápido, para un cambio pequeño en el voltaje programado la convergencia toma solo unas pocas iteraciones con las condiciones del caso anterior utilizadas como punto de partida.
- La pendiente de la curva indica la "firmeza" del voltaje.
- Las curvas Q-V indican necesidades de compensación local para una condición de operación dada, más que necesidades de compensación optimas globales.
- Del mismo modo que otros métodos basados en flujos de potencia, los modelos de generador simple y de carga son usados de forma general, por ejemplo cargas de potencia constante en buses de alto voltaje. También los aspectos en función del

tiempo de acciones de control no están representadas.

6.3. Ventajas y Desventajas del Método de Curvas P-V

- El método de las curvas P-V permite visualizar directamente el margen de potencia activa en cada una de las barras de la red en consideración, y de esta manera observar cuales zonas son mas vulnerables al colapso de tensión.
- El método tiene un eficiente análisis computacional, debido a que converge en pocas iteraciones.
- No encontrar el punto exacto del colapso de tensión, en el punto de operación de la matriz Jacobiana, donde la matriz se torna singular, no existiendo por lo tanto, solución numérica para el flujo de potencia. En otras palabras, cuando más próximo se esta de la "nariz" de la curva, mas difícil es encontrar una solución del flujo de potencia y consecuentemente, mas difícil es determinar con exactitud el margen de estabilidad del sistema.
- Otra dificultad que presenta este método es no ser posible trazar la parte inferior de la curva, observando el comportamiento del perfil de tensión del sistema después de haber alcanzado el límite de cargamento.

6.4. Ventajas y Desventajas del Método de Continuación

- El método del flujo de carga continuado es probablemente el mejor para la aplicación en cuanto a exactitud y fiabilidad. La fiabilidad es basada en el hecho que no tiene problemas de convergencia serios. Sin embargo, si el sistema bajo análisis posee muchas restricciones la velocidad de cómputo puede aumentar bastante.
- El método de la continuación del análisis de flujo de potencia es robusto y flexible. Idealmente sirve para resolver problemas de flujo de potencia con dificultades de convergencia. Sin embargo el método es muy lento y gasta mucho tiempo.
- En sistemas de potencia se hace uso de métodos convencionales como el de Newton o desacoplado rápido para calcular la solución de flujo de potencia para niveles de carga creciente sucesivamente hasta que no se puede obtener una solución. De ahí en adelante, el método de continuación se utiliza para obtener soluciones de flujo de potencia.
- Las sucesivas etapas correctoras convergen con facilidad a partir de puntos iniciales calculados con el paso predictor cercanos a la solución, y gracias también a la orientación perpendicular al predictor proporcionada como ecuación adicional.
- Todos los puntos intermedios satisfacen las ecuaciones del flujo de cargas, lo cual permite construir curvas que representan la evolución de las variables del sistema (módulos y ángulos de las tensiones) y de otras magnitudes (flujos de potencia y perdidas en las líneas) del sistema, en función del factor de carga.

- Permite un tratamiento cómodo y progresivo de los límites de generación de potencia reactiva en los grupos.
- Los puntos obtenidos (punto de colapso incluido) solo aportan dichos puntos, de modo que en caso de perturbación de algún parámetro o variable de control, habría que repetir el proceso.
- Si no se controla adecuadamente la convergencia del corrector, se pueden obtener puntos factibles, pero en zonas de equilibrio inestable (ramas inferiores de las curvas de nariz).

CONCLUSIONES

El propósito de este trabajo se constituyó en analizar metodologías eficientes para determinar el límite de cargabilidad máxima y en consecuencia encontrar un margen de estabilidad a partir de un punto de operación.

En primera instancia se hizo uso del análisis modal, el cual nos proporciona información acerca de las barras, ramas y generadores que tienen mayor factor de participación en una condición de inestabilidad, y de esta manera tomar las mejores alternativas para evitar inestabilidad y en consecuencia un colapso de tensión.

En el análisis modal los valores y vectores propios de la matriz Jacobiana conforman los elementos que brindan la información necesaria acerca de la estabilidad de tensión. Los valores propios corresponden con un modo de variación tensión y potencia reactiva. Los modos que corresponden a los valores propios más pequeños, representan los modos que tienen más influencia en el problema de la estabilidad de voltaje. En consecuencia los valores propios más pequeños brindan información de la proximidad a una condición de inestabilidad.

Los factores de participación proporcionan información complementaria sobre las condiciones de estabilidad de tensión en un sistema de potencia, indicando los mejores lugares para la compensación de reactivos.

El factor de participación de los generadores puede ser útil para un proyecto de esquemas de redespacho de potencia activa y reactiva que podrían ayudar a mejorar los márgenes de estabilidad de tensión del sistema. El factor de participación de los generadores puede mostrar la importancia de las reservas de potencia reactiva en los generadores. No obstante, este índice representa una solución parcial para el problema, porque incluye solo los generadores que han alcanzado los límites de potencia reactiva en el punto de máxima cargabilidad del sistema. El factor de participación de las barras y ramas nos brinda información de cuáles son las zonas que tienen mayor vulnerabilidad con respecto a la estabilidad de tensión.

Los resultados de los estudios confirman que el Jacobiano es la base para el análisis

de los métodos estudiados en estabilidad de tensión en sistemas de potencia. El uso de la matriz Jacobiana completa para el análisis modal es innecesario. La matriz reducida contiene información suficiente sobre las condiciones de estabilidad de tensión en un sistema.

El método de las curvas Q-V brinda información acerca de los márgenes de potencia reactiva en cada una de las barras de la red. El método es muy práctico ya que visualiza de forma directa, en las gráficas trazadas, el valor de la potencia reactiva necesaria para mantener un nivel de tensión adecuado en las barras del sistema. El método es eficiente en cuanto al tiempo de cómputo.

El método de las curvas P-V proporciona información de los márgenes de potencia activa en cada barra del sistema, datos fundamentales en los estudios de estabilidad de tensión. En relación a los márgenes de potencia activa se puede determinar de manera fácil cual barra es la que está más próxima a la inestabilidad y en consecuencia al colapso de tensión. El método es directo y eficiente.

El método del flujo de carga continuado es probablemente el mejor para la aplicación en cuanto a exactitud y fiabilidad. La fiabilidad es basada en el hecho que no tiene problemas de convergencia serios. El método de la continuación del análisis de flujo de potencia es robusto y flexible. Idealmente sirve para resolver problemas de flujo de potencia con dificultades de convergencia. Por lo general los métodos convencionales dan soluciones hasta el punto crítico; el método de continuación se vuelve necesario solo se requieren soluciones exactamente en el punto crítico y después de él. Las curvas obtenidas en el método de la continuación son muy descriptivas acerca del comportamiento de las tensiones a medida que la carga aumenta y la precisión de las curvas levantadas puede ser fácilmente controlada por el valor del paso. La mejor aproximación general para calcular la solución de flujo de potencia hasta y más allá del punto crítico es usar los métodos convencionales y continuación del análisis de flujo de potencia de manera complementaria.

Bibliografía

- [1] ANDERSON, P.M. *"Power system control and stability"*. The Iowa State University Press, Primera Edición, Ames, Iowa, 1977.
- [2] BLANCO, Jorge, BOLAÑOS, Esteban y CHAVEZ, Arturo. *"Sistemas de Control de la Central Hidroeléctrica Brasil de la C.N.F.L"*. Monografía. Costa Rica I Semestre de 2006. Universidad de Costa Rica. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Automática.
- [3] MOZINA, Charles J. *"Mejoramiento de la Protección de Generadores Usando Tecnología Digital"*. Vancouver, B.C. Marzo 1995. Canadian Electrical Association. División de Energía y Operaciones. Sección de Planeamiento y Operación de Sistemas de Energía.
- [4] KUNDUR, P. *"Power Systems Stability and Control"*. New York : McGraw Hill, 1994.
- [5] ARNERA, Patricia, RIUBRUGENT, Jean y AROMATARIS, Luís. *"Nueva Metodología Estática Para el Estudio de la Estabilidad de Tensión de Sistemas Eléctricos de Potencia"*. Puerto Iguazú Argentina, mayo del 2003. Décimo Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE. Análisis y Técnicas de Sistemas de Potencia.
- [6] ARAYA PADILLA, Hedi A y MORA ACUÑA, Marco. *"Despacho Óptimo de MVAR en Sistemas de Potencia"*. San José, Costa Rica. Marzo del 2006.
- [7] MILLER, T. J. E. *"Reactive Power Control in Electric Systems"*. John Wiley Sons, Inc., 1982.
- [8] ARCIDIACONO, V.; CORSI, S. y MARANNINO, R. *"The Voltage and Reactive Power Control of ENEL Transmission System"*. IEE. London. 1993; p.1-6.
- [9] ARBOLEDA ARANGO, Maria Nohemi y FRANCO RESTREPO, Pablo Javier. *"Gestión de la Potencia Reactiva y su Reglamentación en Colombia. Propuesta a la Comisión de regulación de Energía y Gas"*. Trabajo de grado para optar el título de Maestría en Ingeniería con Énfasis en Transmisión y Distribución. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Medellín, 2003.

- [10] STEVENSON Jr, William D. y GRAINGER, Jhon J. *"Análisis de Sistemas de Potencia"*. McGraw Hill. Mexico D.F. Septiembre de 2004.
- [11] HIRST, Eric and KIRBY, Brendan. *"Creating Competitive Markets for Ancillary Services"*. Office of Utility Technologies, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U. S. Department of Energy, October 1997.
- [12] NARINDER K. Trehan, *"Ancillary Services-Reactive and Voltage Control"*. Power Engineering Society Winter Meeting, 2001 IEEE, pp. 1341-1346, Vol. 3.
- [13] J. Bucciero, M. Terbruggen. *"Interconnected Power System Dynamics Tutorial"*. Prepared for Electric Power Research Institute 3412 Hillview Avenue Palo Alto, California 94304. Third Edition.
- [14] CANDELO, John Edwin. *"Metodología Para Mejorar la Estabilidad de Voltaje Mediante la Coordinación de FACTS"*. Propuesta Tesis Doctorado en Revisión. 2006.
- [15] M.M. Begovic, and A.G. Phadke. *"Control of Voltage Stability Using Sensitivity Analysis"*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, No 1, Feb. 1992.
- [16] XU, W. *"Competitive Procurement of Dynamic Reactive Power Support Service for Transmission Access"*. En: IEEE. New York: s.n. 2000.
- [17] ALVARADO, Fernando. *"Reactive Power as an identifiable ancillary service"*. Preparado para Transmission Administrator of Alberta, Ltd. March 18, 2003.
- [18] REHTANZ, Christian, and BERTSCH, Joachim. Members, IEEE *"Wide Area Measurement and Protection System for Emergency Voltage Stability Control"*.
- [19] N. Flatabo, R. Ognedal, and T. Carlsen. *"Voltage Stability Condition in a Power Transmission System Calculated by Sensitivity Methods"*. IEEE Trans. Vol. PWRS-5, No. 4, pp.1286-1293, November 1990.
- [20] T.O. Berntsen, N. Flatabo, J.A. Foosnaes, and A. Johannsen. *"Sensitivity signals in detection of network condition and planning of control actions in a power system"*. CIGRE-Ib AC Sysposium on Control Applications for Power System Security, 1983, Paper 208- 03.
- [21] CHOWDHURY, Badrul H and TAYLOR, Carson W. *"Voltage Stability Analysis: V-Q Power Flow Simulation Versus Dynamic Simulation"*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 15, No. 4, November 2000, pp 1354-1359.
- [22] AROSEMENA, Carlos Julio. *"Estabilidad de Tensión en un Sistema Eléctrico de potencia variando la penetración eólica"*. Estudio realizado con EDSA T2K, diciembre de 2004. pp.724.
- [23] TEQUITLALPA, Gustavo Carlos. *Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía"*. Trabajo de Grado (Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica). Instituto Tecnológico de Morelia. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

- [24] OCARIZ, Tito Ronald. " *Uma Metodologia de Análisis de Sistemas de Potencia Aplicando o Continuado QV e PV no Ambiente de Planejamento de Sistemas Eléctricos*". Trabalho para a obtencao do título de mestre em engenharia elétrica. Universidad Federal de Itajubá. Programa de Pos-graduacao Em Engenharia Eléctrica. Dezembro 2007.
- [25] " *Western Systems Coordinating Council, Voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy and reactive power reserve monitoring methodology- Final Report, May 1998*".
- [26] BEDOYA, Duvier Rolando. " *Obtencao da Margem Mínima de Estabilidade de Tensao de Sistemas Eléctricos de Potencia*". Trabalho para a obtencao do título de mestre em engenharia elétrica. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computacao. Departamento de Sistemas de Energia Eléctrica.
- [27] B. Gao, G. K. Morrison, P. Kundur. " *Voltaje Stability Evaluation Using Modal Analisis* ". IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, No. 4, Nov. 1992.
- [28] F. A. El-Sheikhi, Y. M. Saads, S. O. Osman, K. M. " *El-Arroudi. Voltaje Stability Assesment Using Modal Analysis of Power Systems Including Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*". 2003.
- [29] D. L. Hau Aik, G. Andersson. " *Use of Participation Factors in Modal Voltaje Stability Anlisys of Multi-Infeed HVDC Systems* ". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 13, No. 1, January 1998.
- [30] Z. Huang, L. Bao, W. Xu. " *Generator Ranking Using Modal Analisis*". IEE Proc-Gener. Transm. Distrib, Vol 150, No. 6, November 2003.
- [31] DE PAULA, Andre. " *Papel Dos Controles Secundários Numa Análise De Esrabilidadde De Tensao Em Regime Permanente*". Trabalho para a obtencao do título de mestre em engenharia elétrica.universidade Estadual De Campinas. Facultad De Engenharia Eléctrica e De Computacao. Departamento De Engenharia De Sistemas. Campinas-SP, 18 de outubro de 2002
- [32] V. Ajjarapu, C. Christy. " *The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis*". IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 7, N° 1, pg 416 - 423. Febrero 1992.
- [33] Z. de Souza, M. Filho. " *Identifying a Vanishing Eingenvalue in Voltage Collapse Analysis With Limits Consideration*". IEEE Power Engineering Review, May 2000.
- [34] E. Ruiz y A. Torres. " *Estudio de pequeña señal en el sistema eléctrico Colombiano*". Universidad de los Andes, Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- [35] RIOS, Mario Alberto, TORRES M, Alvaro y TORRES, Maria Teresa. " *Estabilidad de Voltaje en Vistemas de Potencia*". Revista de Ingenieria. Universidad de los Andes, Bogotá, Cundinamarca, Colombia.

Parte I

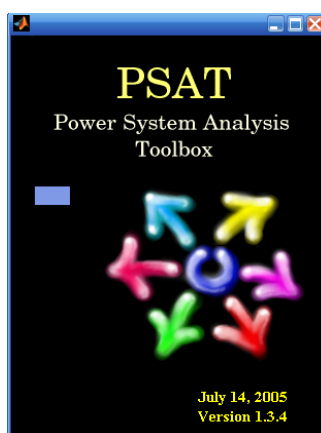
ANEXOS

MANEJO DEL SOFTWARE PSAT PARA FLUJOS DE POTENCIA

Psat es un toolbox de Matlab que tiene características como herramienta portable y de código abierto, corre en los sistemas operativos más comunes y desempeña varios análisis de sistemas de potencia.

Entre los análisis de sistemas de potencia tiene funciones como el Flujo de potencia continuado (CPF), Flujo de potencia óptimo (OPF), Análisis de estabilidad de pequeña señal y simulaciones en el dominio del tiempo.

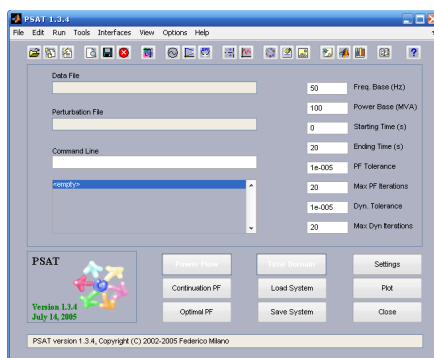
Como Inicializar el Toolbox Psat



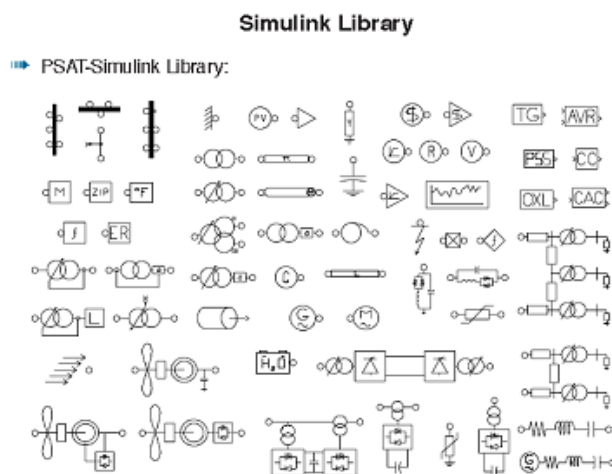
Primero debe ser almacenado y actualizarse el "Path" de Matlab para que reconozca la ubicación del psat luego se puede inicializar escribiendo en Matlab:

```
>> Psat
```

Lo cual creará todas las estructuras definidas por la caja de herramientas "Toolbox" y abrirá el menú principal. Todos los procedimientos implementados en el Psat pueden ser ejecutados desde esta ventana por medio de menús botones y/o atajos.



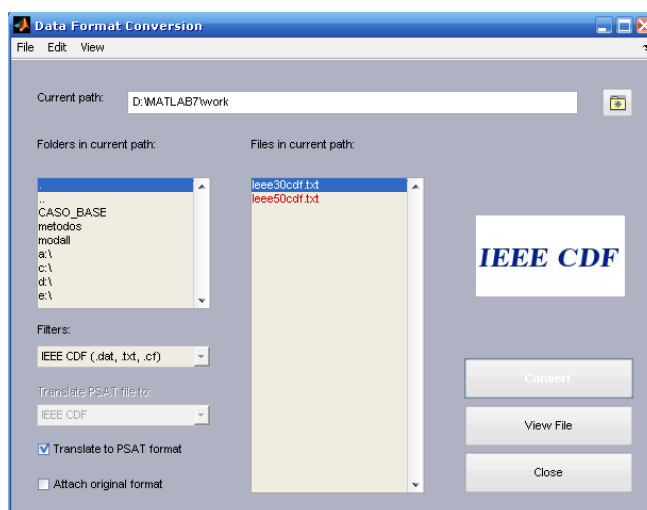
El psat permite dibujar esquemas eléctricos por medio de bloques gráficos.



El motor computacional del psat esta puramente basado en matlab y el ambiente del simulink se usa solo como herramienta grafica.

Para asegurar la portabilidad y fomentar a la contribución, el psat está provisto de varias herramientas tales como, juego de funciones de conversión de formato de datos (DFC) y la capacidad de definir modelos definidos por el usuario (UDM).

El juego de funciones (DFC) permite convertir archivos de datos hacia y desde formatos usados por lo general en análisis de sistemas de potencia, estos incluyen: IEEE, EPRI, PTI, PSAP, PSS/E, CYME, MatPower, PST, etc.



Las herramientas UDM permiten ampliar las capacidades del psat y ayudan a usuarios

finales a establecer sus propios modelos rápidamente.

Una vez que el usuario a introducido las variables en el nuevo modelo en el menú UDM, el psat automáticamente compila ecuaciones, computa expresiones simbólicas de matrices jacobianas y escribe una función matlab del nuevo componente.

Luego el usuario puede guardar la definición del modelo y/o instalar el modelo en el psat.

Si el componente no se necesita más puede desinstalarse usando el instalador UDM nuevamente.

Datos flujo de potencia

En esta sección se describen los componentes básicos para el análisis del flujo de potencia, ellos son: buses, líneas de transmisión, transformadores, bus slack, potencia activa constante (P, Q), generadores de potencia constante, admitancias constantes, y áreas de intercambio.

Bus

La topología de red está definida por los componentes del bus, cuyo formato de datos se describe en la tabla 10.1. Los números de buses pueden estar en cualquier orden, Los voltajes V_b son obligatorios, las magnitudes de voltaje V_0 y las fases θ_0 pueden ser fijadas opcionalmente si la solución de flujo de potencia es conocida. Si los voltajes no están especificados se inicializan ($V = 1$) para todos los buses excepto los buses PV y el generador slack con $\theta = 0$, una vez que el flujo de potencia a sido resuelto, los valores de voltaje se pueden guardar en el archivo de datos usando la ruta file/sabe/append voltajes en la ventana principal. Los datos asociados con número de área y región son opcionales y serán utilizados en las versiones futuras de psat.

Los componentes de bus se definen en la siguiente estructura:

1. Con: Bus de datos.
2. n: Número total de buses.
3. int: Índices de buses.
4. P_g : Potencia activa inyectada por los generadores en la red.
5. Q_g : Potencia reactiva inyectada por los generadores en la red.
6. P_L : Potencia activa absorbida por las cargas de la red.
7. Q_L : Potencia reactiva absorbida por las cargas de la red.
8. Island: Índices de buses aislados.

9. names: Nombres de los buses.

La estructura PV.con es la siguiente:

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	Número del bus	Int.
2	V_b	Voltaje base	kV.
+3	V_0	Valor inicial de voltaje asumido	p.u.
+4	θ_0	Valor inicial asumido de fase	rad
+5	A_i	Número de área	int
+6	R_i	Número de región	int

En la tabla anterior los campos marcados con + son opcionales.

Los campos P_g , Q_g , P_L , Q_L , son un resultado de la solución del sistema de potencia, en los campos P_L y Q_L los consumos de potencia shunt no están incluidos, puesto que las admitancias shunt están en la matriz de admitancias. El campo Island depende de las intervenciones del interruptor. Si un bus se desconecta del sistema después de una o varias interrupciones, la parte aislada resultante se maneja de acuerdo con el tiempo de la rutina de simulación del dominio.

Esto significa que solo los buses que puedan crear problemas de convergencia están incluidos en el vector island; Estos buses son los generadores (P.V) y buses (P.Q), puesto que fijan una inyección o consumo de potencia constante en el bus Island. La definición del vector island se hace con el método de conectividad de la línea de transmisión `Class@LNClass`.

El psat es orientado a componentes, por ejemplo los componentes estándar pueden estar conectados a cualquier bus en cualquier número y tipo. La única excepción es el generador slack principal S.W.

Línea de transmisión

Las líneas de transmisión quedan definidas en la estructura Line, que también se utiliza para transformadores. El usuario puede definir los datos en valores absolutos ó en p.u. En el ultimo caso la longitud L de la línea debe ser $L = 0$, si $L \neq 0$ se asume que los parámetros se expresan en unidades por kilometro.

La siguiente tabla indica los datos necesarios para la matriz Line.con

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	k	Bus de partida	int
2	m	Bus de llegada	int
3	Sn	Tasa de potencia	MVA
4	Vn	Tasa de voltaje	kV
5	Fn	Tasa de frecuencia	Hz
6	l	Longitud de la línea	km
7	-	no usada	-
8	R	Resistencia	p.u. (Ω/km)
9	X	Reactancia	p.u. (H/km)
10	B	Susceptancia	p.u. (F/km)
+11	-	no usada	-
+12	-	no usada	-
+13	Imáx	Limite de corriente	p.u.
+14	Pmáx	Limite de potencia activa	p.u.
+15	Smáx	Limite de potencia aparente	p.u.
+16	u	Estado de la conexión	$\{0, 1\}$

Los campos marcados con (+) son opcionales.

Otra alternativa para la introducción de los datos es la siguiente:

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	k	Bus de partida	int
2	m	Bus de llegada	int
3	Sn	Tasa de potencia	MVA
4	Vn	Tasa de voltaje	kV
5	fn	Tasa de frecuencia	Hz
6	r	Resistencia	p.u.
7	x	Reactancia	p.u.
8	b	Susceptancia	p.u.
9	u	Estado de la conexión	$\{0, 1\}$

El siguiente formato es usado cuando hay transformadores.

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	k	Bus de partida	int
2	m	Bus de llegada	int
3	Sn	Tasa de potencia	MVA
4	Vn	Tasa de voltaje	kV
5	fn	Tasa de frecuencia	Hz
6	-	no usada	-
7	kT	Relación de Vp/Vs	kV/kV
8	r	Resistencia	p.u. (Ω/km)
9	x	Reactancia	p.u. (H/km)
10	-	no usada	-
+11	A	Tap fijado	p.u./p.u
+12	ϕ	Fase fijada	grados
+13	Imax	Limite de corriente	p.u.
+14	Pmáx	Limite de potencia activa	p.u.
+15	Smáx	Limite de potencia aparente	p.u.
+16	u	Estado de la conexión	$\{0, 1\}$

Los transformadores estáticos se pueden definir en dos tipos: los de dos devanados y los de tres devanados.

Los transformadores con dos devanados:

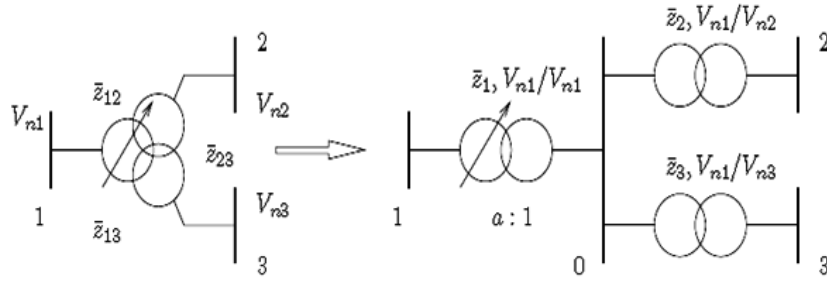
Estos transformadores son modelados como reactancia serie sin perdidas en el hierro, la tabla anterior muestra el formato de datos del transformador el cual está incluido en la estructura de línea (line.con). La relación de tensión kT permite distinguir entre líneas de transmisión y transformadores, si $kT = 0$, el Psat toma el componente como línea, pero si $kT \neq 0$, el componente es tomado como transformador, además el tap fijado (a) y el cambio de fase fijado ϕ son parámetros opcionales.

Para Transformadores de tres devanados se tiene lo siguiente:

Son modelados internamente como transformadores de tres bobinas en una conexión Y como se muestra en la siguiente figura que aparece abajo, el psat procesa datos del transformador de 3 bobinas antes de pasar por el flujo de potencia por primera vez y agrega un bus en la estructura de buses y tres nuevas líneas en la estructura de líneas, obsérvese que el nuevo bus obtendrá el mismo área y región de voltaje como el bus del devanado primario.

El formato de datos de los tres devanados permite fijar impedancias de las ramas del triangulo cuyas relaciones con las impedancias son como sigue:

$$\begin{aligned}\bar{Z}_{12} &= \bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 \\ \bar{Z}_{13} &= \bar{Z}_1 + \bar{Z}_3 \\ \bar{Z}_{23} &= \bar{Z}_2 + \bar{Z}_3\end{aligned}$$



Gráfica 7.1: Transformador tridevanado

De donde tenemos:

$$\begin{aligned}\bar{Z}_1 &= (\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{13}) - \bar{Z}_{23})/2 \\ \bar{Z}_2 &= (\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{23}) - \bar{Z}_{13})/2 \\ \bar{Z}_3 &= (\bar{Z}_{13} + \bar{Z}_{23}) - \bar{Z}_{12})/2\end{aligned}$$

Los transformadores de tres devanados se definen en la estructura Twt como se muestra en la siguiente tabla:

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	No. de bus del primer devanado	int
2	-	No. de bus del segundo devanado	int
3	-	No. de bus del tercer devanado	int
4	Sn	Potencia base	MVA
5	Fn	Frecuencia base	Hz
6	Vn1	Voltaje base primer devanado	kV
7	Vn2	Voltaje base segundo devanado	kV
8	Vn3	Voltaje base tercer devanado	kV
9	r 12	Resistencia de la rama 1-2	p.u.
10	r 13	Resistencia de la rama 1-3	p.u.
11	r 23	Resistencia de la rama 2-3	p.u.
12	X12	Reactancia de la rama 1-2	p.u.
13	X13	Reactancia de la rama 1-3	p.u.
14	X23	Reactancia de la rama 2-3	p.u.
+15	a	Tap fijado	p.u./p.u.
+16	Imax1	Limite de corriente del primer devanado	p.u.
+17	Imax2	Limite de corriente del segundo devanado	p.u.
+18	Imax3	Limite de corriente del tercer devanado	p.u.
+19	Pmax1	Limite de potencia activa del primer devanado	p.u.
+20	Pmax2	Limite de potencia activa del segundo devanado	p.u.
+21	Pmax3	Limite de potencia activa del tercer devanado	p.u.
+22	Smax1	Limite de potencia aparente del primer devanado	p.u.
+23	Smax2	Limite de potencia aparente del segundo devanado	p.u.
+24	Smax3	Limite de potencia aparente del tercer devanado	p.u.
+25	u	Estado de la conexión	{0, 1}

$V\theta$ y generador Slack

Los generadores slack son modelados como buses $V\theta$, por ejemplo a magnitud de voltaje constante y generadores de fase como sigue.

$$\begin{aligned} V &= V_0 \\ \theta &= \theta_0 \end{aligned}$$

Cada red debe tener por lo menos un generador slack, el ángulo θ_0 se asume como el ángulo de referencia del sistema, si se definen varios generadores slack solo uno se puede escoger de referencia el siguiente cuadro muestra los datos de un generador slack que también incluyen datos usados en flujos de potencia optimo y análisis de flujo de potencia continua.

Los generadores slack se definen en la estructura SW así:

1. Con: datos del generador slack
2. n: número total de generadores slack
3. bus: índices de buses a los que están conectados los generadores slack
4. Vbus: índices de buses de voltaje de los generadores slack
5. redbus: índices de buses usados como referencia de fase
6. Store: copia de los datos del generador slack, este campo se usa solo en la versión de línea de comandos de Psat.
7. u: estado de la conexión

La siguiente tabla muestra el formato para meter los parametros del generador slack (**Sw.con**).

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	numero del bus	int
2	S_n	Potencia base	MVA
3	V_n	Voltaje base	kV
4	V_0	Magnitud de voltaje	p.u.
5	θ_0	ángulo de referencia	p.u.
+6	$Q_{\text{máx}}$	máxima potencia reactiva	p.u.
+7	$Q_{\text{mín}}$	mínima potencia reactiva	p.u.
+8	$V_{\text{máx}}$	voltaje máximo	p.u.
+9	$V_{\text{mín}}$	voltaje mínimo	p.u.
+10	P_{g0}	potencia activa inicial	p.u.
+11	γ	Coeficiente de participación de perdidas	-
+12	Z	bus de referencia	$\{0, 1\}$
+13	u	estado de la conexión	$\{0, 1\}$

En caso del modelo de distribución slack, los 2 últimos parámetros Pg_0 y γ son obligatorios y se aplica la siguiente ecuación adicional $P = (\lambda + \gamma k_g)Pg_0$ donde k_g es la variable de distribución del bus slack. Si no está especificado él γ se asume que es $\gamma = 1$.

Generador PV

Los generadores PV fijan la magnitud de voltaje y la potencia inyectada en los buses donde están conectados, así:

$$\begin{aligned} P &= P_g \\ V &= V_0 \end{aligned}$$

En caso del modelo de distribución del bus slack la ecuación de potencia activa se vuelve:

$$P = (1 + \gamma k_g)P_g$$

Donde k_g es la variable distribuida del bus slack y γ es el factor de participación de pérdidas, la siguiente tabla muestra los datos del generador PV incluyendo los límites de potencia reactiva y de voltaje necesarios para los análisis de flujo de potencia optimo y flujo de potencia continuo.

Los generadores PV se definen en la estructura PV así:

1. Con: datos del generador PV.
2. n: número total de generadores PV.
3. bus: número de buses a los que están conectados los generadores PV.
4. PQ: datos del bus PQ interno (usados cuando los límites de potencia reactiva del generador se encuentran):
 - Con: datos de carga PQ.
 - n: número total de cargas PQ.
 - bus: número de buses a los que las cargas PQ están conectadas.
5. u: estado de la conexión.
6. Store: Copia de los datos del generador PV. Este campo se usa solo en la versión de línea de comando del psat.

La siguiente tabla muestra la estructura PV.con.

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1		numero del bus	int
2	Sn	Potencia base	MVA
3	Vn	Voltaje base	kV
4	Pg	Potencia activa	p.u.
5	V ₀	Magnitud de voltaje	p.u.
+6	Qmáx	máxima potencia reactiva	p.u.
+7	Qmín	mínima potencia reactiva	p.u.
+8	Vmáx	voltaje máximo	p.u.
+9	Vmín	voltaje mínimo	p.u.
+10	γ	Coefficiente de participación de perdidas	p.u.
+11	u	estado de la conexión	{0, 1}

Si el chequeo de los límites reactivos del PV esta activado, los límites de potencia reactiva también se utilizan en el análisis de flujo de potencia, si se viola el límite el generador PV se transforma en uno PQ de la siguiente manera:

$$P = P_g$$

$$Q = Q_{max, min}$$

Después de resolver el flujo de potencia de los buses PQ se cambian de nuevo a buses PV asumiendo que $V = V_0$ en el bus donde están conectados los generadores PV.

El usuario puede definir múltiples generadores PV en cada bus, sin embargo durante el paso inicial del análisis del flujo de potencia, el psat define un generador PV único compuesto por bus, los generadores PV inactivos son descartados.

Cargas PQ

Las cargas PQ son modeladas como potencia activas constantes y reactivas:

$$P = -Pl$$

$$Q = -Ql$$

Mientras los voltajes estén dentro de los límites especificados, si se viola un límite de voltaje, las cargas PQ se convierten en impedancias constantes así:

$$P = -Pv^2/v_{lim}^2$$

$$Q = -Qv^2/v_{lim}^2$$

Donde, V_{lim} es $V_{máx}$ ó $V_{mín}$ dependiendo del caso. Por defecto los limites de voltaje máximo y mínimo se asume que son 1.2 y 0.8 p.u. respetivamente la siguiente tabla muestra el formato de datos de carga del PQ.

La estructura PQ.con se muestra en la siguiente tabla:

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	número del bus	int
2	Sn	Potencia base	MVA
3	Vn	Voltaje base	kV
4	PL	Potencia activa	p.u.
5	QL	Potencia reactiva	p.u.
+6	Qmáx	voltaje máximo	p.u.
+7	Qmín	voltaje mínimo	p.u.
+8	Z	Permitir la conversión a impedancia	{0, 1}
+9	u	estado de la conexión	{0, 1}

Si $Z = 0$, el control del límite de voltaje quedara deshabilitado; El usuario puede definir múltiples cargas PQ en cada bus, sin embargo, durante el paso inicial del análisis del flujo de potencia, el psat define una carga PQ única y compuesta por bus. Las cargas PQ inactivas se descartan, las cargas PQ se pueden convertir en impedancias constantes después de la solución de flujo de potencia.

Si la opción al cambiar cargas de potencia constantes por impedancia constante esta deshabilitada, las cargas PQ son forzadas a cambiarse por admitancias constantes así:

$$\begin{aligned} P_0 &= -P_l/V_0^2 \\ Q_0 &= -Q_l/V_0^2 \end{aligned}$$

Donde V_0 es el valor de voltaje obtenido con la solución de flujo de potencia, las cargas PQ se definen en la estructura PQ de la siguiente manera:

1. con: datos de la carga PQ.
2. n: número total de cargas PQ.
3. bus: numero de buses conectados a las cargas PQ.
4. gen: 1, si es un generador PQ, 0 si no.
5. P_0 : Potencia activa inicial.
6. Q_0 : Potencia reactiva inicial.
7. u: estado de la conexión.
8. Store: copia los datos de las cargas PQ.

Generador PQ

Los generadores PQ son modelos de potencias constantes activas y reactivas:

$$\begin{aligned} P &= P_g \\ Q &= Q_g \end{aligned}$$

Mientras los voltajes estén dentro de los límites especificados, si un límite de voltaje es violado, los generadores PQ Se convierten en impedancias constantes así:

$$\begin{aligned} P &= PV^2/V_{lim}^2 \\ Q &= QV^2/V_{lim}^2 \end{aligned}$$

Donde, V_{lim} es $V_{m\acute{a}x}$ ó $V_{m\acute{i}n}$ dependiendo del caso. Por defecto los límites de voltaje máximo y mínimo se asumen que son 1.2 y 0.8, la siguiente tabla muestra los datos de los generadores PQ:

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	número del bus	int
2	S_n	Potencia base	MVA
3	V_n	Voltaje base	kV
4	P_g	Potencia activa	p.u.
5	Q_g	Potencia reactiva	p.u.
+6	$V_{m\acute{a}x}$	voltaje máximo	p.u.
+7	$V_{m\acute{i}n}$	voltaje mínimo	p.u.
+8	z	Permitir la conversión a impedancia	$\{0, 1\}$
+9	u	estado de la conexión	$\{0, 1\}$

Si $Z = 0$, el control de límite de voltaje se deshabilita; Internamente el psat transforma los generadores PQ en cargas PQ con:

$$\begin{aligned} P_l &= -P_g \\ Q_l &= -Q_g \end{aligned}$$

El campo gen de la estructura PQ dice si la carga fue convertida de un generador PQ, Se puede observarse que los generadores PQ no se convierten en impedancias constantes después de la solución de la solución del flujo de potencia, obsérvese también que como los generadores PQ son tratados internamente como cargas PQ negativas, no se permite conectar una carga PQ en el mismo bus de un generador PQ.

Impedancias shunt

Las impedancias shunt se describen con las siguientes ecuaciones:

$$P = -gV^2$$

$$Q = -bV^2$$

Las cuales están incluidas en la matriz de admitancias de red **Y**. La Susceptancia **b** es negativa para cargas inductivas y positivas para cargas capacitivas, la estructura shunt se define de la siguiente forma:

1. con: datos de impedancia shunt
2. bus: número de buses a los cuales la shunt está conectada
3. g: columna vector de las conductancias en cada bus de la red
4. b: columna vector de las susceptancias en cada bus de la red
5. u: Estado de la conexión

La tabla para el formato de datos de admitancias shunt es el siguiente:

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	número del bus	int
2	Sn	Potencia base	MVA
3	Vn	Voltaje base	kV
4	fn	frecuencia base	Hz
5	g	Conductancia	p.u.
6	b	susceptancia	p.u.
7	u	estado de la conexión	{0, 1}

Áreas y regiones

El psat permite definir las áreas y regiones, estas se usan actualmente solo para variables de grupo a ser ploteadas, cada área ó región se define con un número único, el cual tiene que corresponder a uno de los números definidos en columna 5 de la tabla de datos de bus (bus.con). Las áreas corresponden a datos de la zona de perdidas, mientras que las regiones corresponden a los datos de área de intercambio en el formato de datos común IEEE.

Un bus slack se puede definir con cada área y región, este bus slack es solo una sugerencia y no afecta ni redefine los datos SW.con. El número de bus slack puede ser 0. Las áreas y regiones se definen en la categoría áreas y regiones respectivamente así:

1. con: datos de área/región.
2. n: numero de área/región.
3. bus: orden de celdas de los índices de bus dentro de cada área/región.

4. int: índices de área/región.
5. slack: índices de buses slack dentro de cada área/región.
6. names: nombres de área/región.

La siguiente tabla muestra el formato de datos de área/región:

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	No. área/región	int
2	-	No. bus slack para la área/región	int
3	S_n	Potencia base	MVA
4	P_{ex}	Exportar intercambio ($> 0 = out$)	p.u.
5	P_{tol}	Tolerancia de intercambio	p.u.
6	$\Delta P./.$	Tasa de crecimiento	./.